



ESTACIÓN EXPERIMENTAL
AGROINDUSTRIAL
OBISPO COLOMBRES
Tucumán | Argentina



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

SECRETARÍA DE ESTADO
DE INNOVACIÓN Y
DESARROLLO TECNOLÓGICO

Estado de situación y potencial de producción de biogás en la provincia de Tucumán



Mayo 2023

Autoridades

Mg Roberto Gerardo Tagashira

Secretario Estado de Innovación y Desarrollo Tecnológico (Sidetec)

Dr. Gabriel Ricardo Vellicce

Sub secretario de Programación y Seguimiento de la Sidetec

Lic. Pablo de las Heras

Director de Planeamiento y Prospectiva Estratégica

Mg María Gloria Colaneri

Directora de Relaciones con el Sistema Científico Tecnológico

Sr. Rodrigo Gómez Salas

Director de Programas y Proyectos

Dr. Leonardo Daniel Ploper

Director Técnico de la Estación experimental Agroindustrial Obispo Colombres (EEAOC)

Ing. Roberto Marcelo Ruiz

Director Asistente Tecnología Industrial de la EEAOC

Dr. Hernán Salas

Director Asistente Tecnología Agropecuaria de la EEAOC

Autores:

Mg. Eugenio Antonio Quaia - Dr. Walter Daniel Machado - Mg. César Federico Molina

Lic. María Fernanda Acuña - Tco. Qco. Luis Alejandro Coria Muñoz

Tco. Qco. Guillermo Matías Nuñez

Consideraciones iniciales

Este estudio fue preparado por encargo de la Secretaría de Estado de Innovación y Desarrollo Tecnológico de la Provincia de Tucumán y financiado por la Secretaría de Estado de Innovación y Desarrollo Tecnológico de la Provincia de Tucumán y está basado en una extensa búsqueda bibliográfica y en la sostenida experiencia del grupo de profesionales que lo escribieron.

Sin perjuicio de ello, las recomendaciones y conclusiones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de la Provincia.

Cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar no constituye en ningún caso una recomendación por parte de los autores o de la EEAOC.

Existe una amplia variedad de biomasa que puede ser transformada en biogás, cuyas fuentes de información básica en la provincia se

encuentra distribuida en diversos organismos públicos y privados pero, en muchos casos, no existen estadísticas directas de su magnitud y distribución geográfica y temporal, sobre todo la que corresponde a ciertos tipos de residuos orgánicos.

Dado lo anterior, una estimación del potencial provincial de producción de biogás, como el que desarrolla este estudio, necesariamente se debe realizar a partir de algunos supuestos y aproximaciones metodológicas basadas en la mejor información con que cuentan los especialistas que realizan el análisis, con lo cual la confiabilidad de los resultados varía según el tipo de residuo de que se trate.

Se autoriza la reproducción parcial o total de la información incluida en este documento, siempre y cuando se cite la fuente de referencia.

Resumen ejecutivo

Las energías renovables se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan en una escala humana.

El presente estudio tuvo como objetivos detallar el estado de situación y el marco legal en los órdenes internacional, nacional y provincial de la producción de biogás, las principales tecnologías para la biodigestión utilizadas en el mundo; la identificación de los distintos tipos de biomasa disponibles en la provincia de Tucumán para la generación de biogás con fines energéticos y la estimación del potencial para su aprovechamiento térmico.

De esta manera, se espera aportar una herramienta para el análisis de las posibles estrategias para incrementar la participación de este biocombustible en la matriz energética de la provincia.

El biogás es producido por la fermentación anaeróbica de la biomasa, que se basa en la transformación de la materia orgánica, a través de una serie de reacciones bioquímicas, en presencia de un complejo consorcio de microorganismos, en un gas cuyos componentes principales son el metano (CH_4) y el dióxido de carbono (CO_2).

Una encuesta global sobre gases renovables y con bajas emisiones de carbono indica que la producción global de biogás y biometano es de unos 400 TWh, equivalente al 1% de la producción global total de gas natural (40.000 TWh), aunque su potencial es 20 veces mayor, pudiendo llegar a reemplazar el 20% de la demanda mundial actual

de gas natural, lo que supondría la reducción de 1,5 giga toneladas de CO_2 de emisiones.

Más de la mitad de dicha producción se concentra en unos pocos países de Europa (215 TWh) y cerca del 25% en China (87 TWh). Actualmente, solo el 10% de la producción total de biogás en Europa (24 TWh) se convierte en biometano apto para inyectarlo en la red de gas natural, principalmente en Dinamarca y Alemania. El resto se consume en pequeños volúmenes cerca del punto de producción, a menudo en comunidades rurales para la producción combinada de calor y energía.

La matriz energética de Argentina tiene un alto consumo de gas natural, del orden del 55 %. Argentina consumió 43.414 millones de Nm^3 de gas natural en 2019, equivalente a unos 1.598,9 billones de BTU. Las centrales eléctricas son responsables del 35% del total del consumo, seguidas por la industria con el 32% y luego el consumo residencial 21%. El GNC de transporte representa el 6%. El 3% del consumo corresponde al comercio y, por último, subdistribuidoras el 2% y entes oficiales el 1%. La vigente ley nacional de biocombustibles N° 27.640 promulgada en agosto de 2021 define en su artículo 4° a los biocombustibles como “al bioetanol y al biodiesel” dejando fuera al biogás, al contrario de la anterior ley N° 26.093, que establecía un régimen promocional para el biogás además del bioetanol y el biodiesel.

El valor del biogás y del biometano radica en que puede sustituir en forma directa al gas natural de origen fósil. Uno de sus principales impactos es el desarrollo regional, ya que se puede

producir de manera distribuida en, al menos, 18 provincias argentinas. Con impactos en pueblos y ciudades del interior del país, generando empleos de calidad y creando mayor tejido empresarial y de innovación. Además de estos impactos de tipo socioeconómicos, el biometano ayuda a “ahorrar” emisiones de gases de efecto invernadero por tres vías: el ahorro por las emisiones de gas de origen fósil, el ahorro de las emisiones de los efluentes que son utilizados como sustrato, y el ahorro de las emisiones ocasionadas por los fertilizantes químicos reemplazados por biofertilizantes.

La provincia de Tucumán y el noroeste argentino cuentan con innumerables alternativas para la producción de biogás, en todos los niveles de calidad y cantidad, en consistencia con la política de generación de energía distribuida. Las principales biomásas aprovechables con ese objetivo van desde

los residuos agroindustriales hasta los cultivos industriales. A los fines de calcular el potencial de producción de biogás en la provincia, se analizan las actividades agroindustriales, pecuarias, disposición de residuos urbanos y cloacales. Al no contar con datos confiables, no se tienen en cuenta otros sustratos que pueden ser interesantes como residuos orgánicos sólidos y semisólidos de la industria citrícola, efluentes de frigoríficos y guano de avícolas (gallinaza). Se calcula en este trabajo para la provincia de Tucumán el potencial de producción de energía obtenible a partir de biogás expresado como Tep (toneladas equivalentes de petróleo) y MMBTU y se realizan propuestas para elaborar una estrategia provincial consistente en promocionar y aumentar la producción de biogás, generar un marco legal adecuado y promover la formación de recursos humanos.

Índice

Objetivo General

1- Introducción

- 1-1. Generalidades
- 1-2. Antecedentes históricos
- 1-3. Panorama internacional
- 1-4. Panorama nacional
- 1-5. Experiencias exitosas en el país

2- Tecnologías vigentes para producción y aprovechamiento de biogás

- 2-1. Características del biogás
- 2-2. Beneficios por la producción y utilización de Biogás
 - 2-2-1. Beneficios ambientales
 - 2-2-2. Beneficios energéticos
 - 2-2-3. Beneficios en el uso como biofertilizante
 - 2-2-4. Beneficios económicos y sociales
- 2-3. Usos del biogás
- 2-4. Tecnologías de digestión anaerobia, parámetros ambientales y operacionales
- 2-5. Potenciales y rendimientos
- 2-6. Subproductos
- 2-7. Características y diferencias técnicas en la provisión de biogás:
 - 2-7-1. Para consumo residencial
 - 2-7-2. Para consumo industrial
 - 2-7-3. Para generación eléctrica
 - 2-7-4. Para movilidad
- 2-8. Potenciales Peligros en las Instalaciones de Biogás

3- Materias primas disponibles en la provincia de Tucumán

- 3-1. Materias primas tucumanas disponibles
- 3-2. Residuos agroindustriales
- 3-3. Residuos Industriales
- 3-4. Residuos provenientes de actividades pecuarias
- 3-5. Residuos sólidos urbanos
- 3-6. Aguas cloacales
- 3-7. Cultivos energéticos
- 3-8. Fuentes de inóculos tucumanos

4- Biodigestores en funcionamiento en la provincia de Tucumán

- 4-1. Biorreactores a nivel industrial
- 4-2. Biorreactores a nivel piloto

5- Potencial de valorización de subproductos

- 5-1. Subproductos de la biodigestión anaerobia y su utilización
- 5-2. Alternativas para la utilización de los subproductos en Tucumán

6- Consultores y proveedores nacionales de equipos e insumos específicos para la producción de biogás

7- Organismos de Ciencia y Tecnología, constructoras y consultores capacitados

- 7-1. Organismos de Ciencia y Tecnología, constructoras y consultores capacitados
- 7-2. Vacancias de capacidades

8- Marco legal y regulatorio de la producción de biogás

- 8-1. Internacional
- 8-2. Nacional
- 8-3. Provincial

9- Cuantificación de la potencialidad de producción de biogás en Tucumán

- 9-1. Residuos orgánicos citrícolas
- 9-2. Residuos orgánicos sucroalcoholeros
- 9-3. Residuos sólidos urbanos (RSU)
- 9-4. Residuos provenientes de actividades pecuarias

10- Propuestas para estrategias provinciales

- 10-1. Proyectos con potencialidad técnica y conveniencia económica
- 10-2. Recomendaciones para promocionar la producción de biogás, aumentar la cantidad que hoy se produce
- 10-3. Recomendaciones para generar un marco legal adecuado
- 10-4. Recomendaciones para promover la formación de recursos humanos

11- Conclusiones

12- Bibliografía

Objetivo general

Detallar el estado de situación y el marco legal en los órdenes internacional, nacional y provincial de la producción de biogás, las principales tecnologías

para la biodigestión utilizadas en el mundo y evaluar el potencial para producir este biocombustible en Tucumán.

1- Introducción

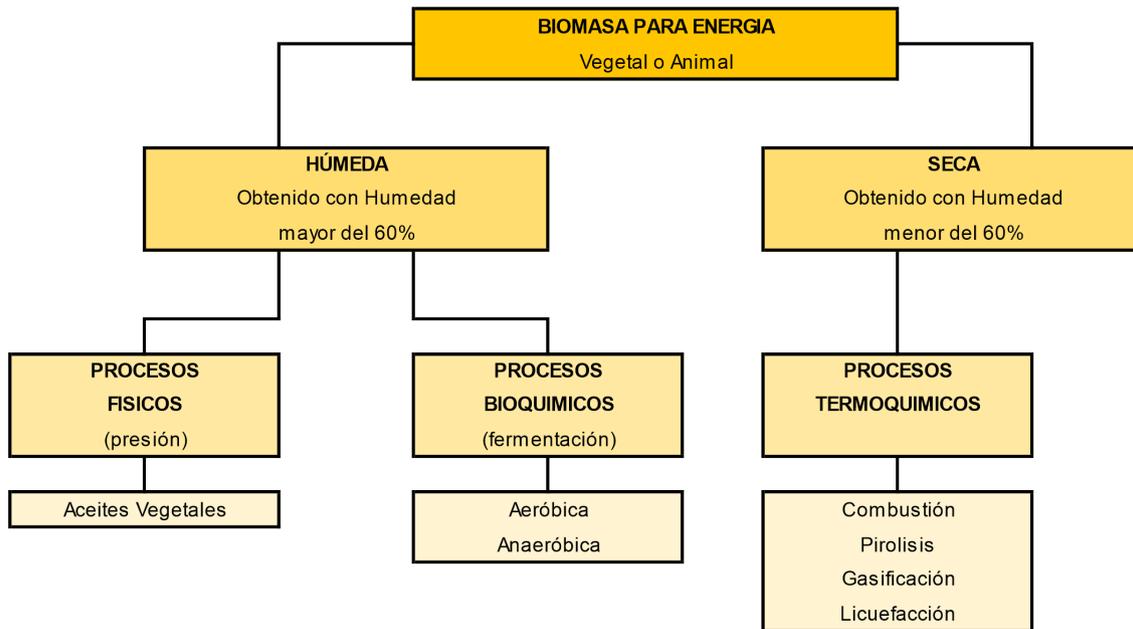
1-1. Generalidades

Las energías renovables son aquellas derivadas de la utilización del sol, el viento, el agua y la biomasa vegetal o animal y, a diferencia de las energías denominadas convencionales, éstas no utilizan combustibles fósiles, sino recursos capaces de renovarse ilimitadamente. En definitiva, cualquier tipo de biomasa proviene de la reacción de la fotosíntesis vegetal, la que sintetiza sustancias orgánicas a partir del dióxido de carbono atmosférico y otras sustancias simples, utilizando la energía del sol.

El impacto ambiental de las energías renovables es de menor magnitud dado que además de no emplear recursos finitos, no generan gases efecto invernadero.

La obtención de energía a partir de biomasa puede realizarse básicamente a través de tres tipos de procesos diferentes: los procesos bioquímicos, los procesos termoquímicos y físicos. El proceso de transformación elegido dependerá de las características de la biomasa.

Entre los combustibles obtenibles a partir



de la biomasa, el biogás aparece en este escenario como uno de los más claros ejemplos. Se trata de un gas que se produce naturalmente por obra de distintas colonias de microorganismos que, en ambientes privados de oxígeno -ríos, lagos, lagunas, pantanos, sedimentos marinos, interior del suelo, tracto gastrointestinal de animales superiores- se nutren de materia orgánica de distinto origen.

Se utiliza el término “biogás” para referirse al gas crudo, no mejorado, proveniente de la digestión anaeróbica. Consiste de aproximadamente 60% de metano y 40% de dióxido de carbono, aunque la composición varía dependiendo de las materias primas y tecnologías utilizadas; por otro lado, se denomina biometano, a la forma mejorada de biogás, compuesto casi en un 100% por metano y aproximadamente igual al gas natural en calidad.

Ese proceso digestivo permite a los microorganismos participantes asimilar lo que necesitan para vivir y desprenderse de un residuo cuyos componentes son, por un lado, material orgánico apto para su integración como nutriente del suelo; y por otro, un gas compuesto, en el que prevalecen el dióxido de carbono (CO_2) y el metano (CH_4) y pequeñas cantidades de otros componentes como el sulfuro de hidrógeno o el amoníaco. El contenido de gas metano y dióxido de carbono que se produce de la materia orgánica depende del tipo de sustrato que se aprovecha en el biodigestor. La equivalencia energética del biogás depende de la concentración de metano que haya en él, ya que el poder calorífico del CO_2 es nulo, así cuanto mayor sea la cantidad de metano en el biogás, mayor será el poder calorífico de este.

El CO_2 de origen biológico (llamado CO_2 biogénico) es obtenido de la producción de biometano al separárselo junto a otros componentes. El CO_2 biogénico se origina inicialmente a partir de

materia orgánica que capturó CO_2 de la atmósfera durante su crecimiento, por lo tanto, este CO_2 no aumenta la cantidad presente en la atmósfera, ya que circula en breves ciclos del carbono a diferencia del CO_2 de origen fósil, que se libera después de millones de años de almacenamiento bajo tierra.

La provincia de Tucumán y el Noroeste Argentino cuentan con innumerables alternativas para la producción de biogás, en todos los niveles de calidad y cantidad, en consistencia con la política de generación de energía distribuida. Las principales biomásas aprovechables con ese objetivo van desde los residuos agroindustriales hasta los cultivos industriales.

1-2. Antecedentes históricos

La historia del biogás se inicia unos 5.000 años atrás. El uso de desechos y los recursos renovables para el suministro de energía no son conceptos nuevos, pues ya eran conocidos y utilizados mucho tiempo antes del nacimiento de Cristo. Los inicios del biogás se han fijado en base a hechos que dicen que, alrededor de 3.000 años a. C. los sumerios ya practicaban la limpieza anaerobia de los residuos

La primera anotación científica sobre el biogás se atribuye a Jan Baptista Van Helmont, en la primera mitad del siglo XVII (1630), quien determinó que de la descomposición de la materia orgánica se obtenían unos gases que eran inflamables. Otros autores atribuyen a Shirley o Shierley en 1667 el descubrimiento del biogás o del gas de los pantanos, identificándolo como el causante de los denominados “fuegos fatuos”.

En 1776, el científico italiano Alejandro Volta, publica como se forma un gas que es explosivo cuando se agitan los sedimentos, y además el principal compuesto del gas natural (gas de los pantanos) era el metano y en 1821 Avogadro elucida

vez la estructura química final del metano (CH₄).

La primera aplicación de la digestión anaerobia para el tratamiento de agua de alcantarillado fué en 1860 en Francia y a comienzos de 1866, Antoine Béchamp, biólogo francés, fue uno de los primeros en demostrar, concluyentemente, que la formación de metano era un proceso biológico.

En 1875, Propoff descubrió que la formación de biogás sólo se producía en anaerobiosis, asimismo estudió la influencia de la temperatura en la formación de metano. Él encontró que los sedimentos de los ríos podían formar biogás a temperaturas desde tan bajas como 6°C hasta 50°C.

Entre 1895-96, en la población de Exeter (RU) las lámparas del alumbrado público comenzaron a ser alimentadas por el gas recolectado de los digestores que fermentaban los lodos de su alcantarillado. Constituyendo esto, el primer uso dado al gas metano obtenido por fermentación. A finales del siglo XIX se construyen en el sur de China las primeras plantas de biogás, tal y como se conocen actualmente. En 1906, el técnico Imhoff comenzó la construcción de unidades de tratamiento anaeróbico de aguas residuales en el Ruhr, Alemania. Él instaló el llamado “tanque Imhoff” con espacios separados para la sedimentación y la digestión.

Hacia 1921, en Birmingham (Inglaterra) se instaló el primer motor para utilizar el gas de lodos de 25 HP. Y tuvo tanto éxito que en 1927 se instaló un motor de 150 HP, otro en 1928 y dos motores más de 400 HP en 1930, en la misma ciudad.

En Alemania se vendió el primer gas metano a la red pública de gas en 1923. Después de la II Guerra Mundial se construyeron cerca de 40 digestores en Europa, pero su desarrollo se frenó por los bajos precios de los combustibles fósiles. Después de esta Gran Guerra la generación de

biogás se extendió y se desarrolló en diversos países, tales como Sudáfrica, Rodesia, Kenia, Uganda, Rusia, Australia, Italia, Corea, Taiwán, Japón, Israel, Estados Unidos, India y Filipinas.

Durante la década de los 60 se impulsó notablemente la tecnología de producción de biogás a partir del estiércol de bovino en la India, con el doble objetivo del aprovechamiento energético y el mantenimiento de las propiedades fertilizantes del digerido

La segunda oleada de construcciones de digestores tuvo lugar en los años 70 del pasado siglo, a raíz de la “Crisis del Petróleo”. Pero su desarrollo se frenó por la escasa producción de metano y el elevado coste de las instalaciones a finales de los 80, agravando el problema la caída de los precios del petróleo.

Con la nueva legislación eléctrica de los años 90, en Alemania, se produjo una nueva oleada de construcción de digestores, que todavía se mantiene gracias al pago por kWh producido, que es mejorada con la nueva ley de energías renovables. Al final de los años noventa del pasado siglo, se construyeron y se implementaron numerosas plantas para el tratamiento mecánico-biológico de las basuras. La tecnología estaba basada en procesos anaerobios con algún compostaje aerobio.

1-3. Panorama internacional

La Unión Internacional del Gas (IGU, sus siglas en inglés) en asociación con el Oxford Institute for Energy Studies (OIES), ha publicado un informe basado en una encuesta global sobre gases renovables y con bajas emisiones de carbono que indica que la producción global de biogás y biometano es de unos 400 TWh, equivalente al 1% de la producción global total de gas natural (40.000 TWh), aunque su potencial es 20 veces mayor, pudiendo llegar a reemplazar el 20% de la demanda mundial

Tabla 1. Países con mayor generación eléctrica por biogás. Fuente IRENA (2021).

País	Capacidad (MW)
Alemania	7.459,00
USA	2.291,00
Reino Unido	1.858,00
Italia	1.432,00
China	903,30
Turquía	748,00
Tailandia	554,30
Francia	511,00
Brasil	417,20
República Checa	368,00

actual de gas natural, lo que supondría la reducción de 1,5 giga toneladas de CO₂ de emisiones.

Más de la mitad de dicha producción se

concentra en unos pocos países de Europa (215 TWA) y cerca del 25% en China (87 TWh). Actualmente, solo el 10% de la producción total de biogás en Europa (24 TWh) se convierte en biometano apto para inyectarlo en la red de gas natural, principalmente en Dinamarca y Alemania. El resto se consume en pequeños volúmenes cerca del punto de producción, a menudo en comunidades rurales para la producción combinada de calor y energía.

Por otro lado, la información aportada por la International Renewable Energy Agency (IRENA) indica que la capacidad mundial de generación de electricidad a partir de biogás en el año 2000 era de 2.455 MW. Durante las últimas dos décadas se ha producido una expansión en el número de plantas de biogás para la generación de electricidad, alcanzando en 2020 una capacidad instalada de 20.150 MW. Siete países (Alemania, EE.UU., Reino Unido, Italia, China, Francia y Brasil) concentran el 73,8% de las plantas de producción de electricidad con biogás del mundo.

Tabla 2. Producción de electricidad en el mundo desde 2011 a 2020 (Fuente IRENA 2021).

ENERGIA GENERADA (GWH)										
Fuente de energía	Año 2011	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020
Biodiesel	32,5	170,2	2,2	1,6	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasa	97,6	127,1	133,9	113,8	195,0	193,2	242,6	251,7	299,2	421,0
Eólico	16,0	348,4	446,9	613,3	593,0	546,8	615,8	1413,1	4995,8	9416,3
Hidro <=50MW	1255,4	1452,6	1274,0	1456,9	1623,8	1820,1	1695,9	1432,4	1462,1	1256,6
Solar	1,8	8,1	15,0	15,7	14,7	14,3	16,4	108,1	799,7	1344,3
Biogas	0,0	35,6	108,5	103,0	83,6	57,5	64,1	145,3	254,7	304,1
Total GWh	1403,3	2142,0	1980,6	2304,4	2510,0	2632,8	2634,8	3350,7	7811,5	12742,3

Panorama europeo

Los países que llevan la delantera en el desarrollo de biometano son Alemania, con 216 plantas, inyectando a la red el 93% de su producción total de biometano. La siguen el Reino Unido con 88 plantas, y un 100% de inyección, y Francia con 83 plantas, también con un 100% de inyección a la red.

En varios países, hay un tipo de materia prima dominante para producción de biogás, y el tipo de materia prima varía de un país a otro.

Por ejemplo, en Bélgica - Valonia, Suecia y Ucrania, una parte considerable de los residuos industriales (industrial, aguas residuales y/o residuos sólidos industriales) va hacia la producción de biogás. En Chipre, Dinamarca, Grecia, Luxemburgo y Polonia, los residuos agrícolas dominan claramente el mercado del biogás. En Alemania, los cultivos energéticos y los residuos agrícolas tienen el mismo valor e importancia, y juntos constituyen la gran mayoría de las materias primas utilizadas.

Países Bajos tiene 44 plantas de

biometano operativas, de las cuales siete están en construcción y 16 en fase de ingeniería de detalle, lo que eleva el potencial de producción a corto plazo en unos 4 TWh. Alemania también es uno de los líderes mundiales en producción de biometano, con 194 plantas operativas que producen 8,8 TWh y Dinamarca tiene 67 plantas de biometano operativas, con una producción anual de 4.417 GWh.

El tamaño de las plantas instaladas en Europa se puede ver en la gráfica siguiente:

La producción combinada de biogás y biometano en Europa en 2021 ascendió a 196 TWh de energía. Esto es similar a todo el consumo de gas natural de Bélgica y representa el 4,5 % del consumo de gas de la Unión Europea en 2021.

Mientras que la industria del biogás se ha estancado durante la última década, la producción del biometano sigue creciendo. 2021 vio el mayor aumento anual hasta el momento, con un 6,1 TWh adicionales en comparación con 2020. Esto

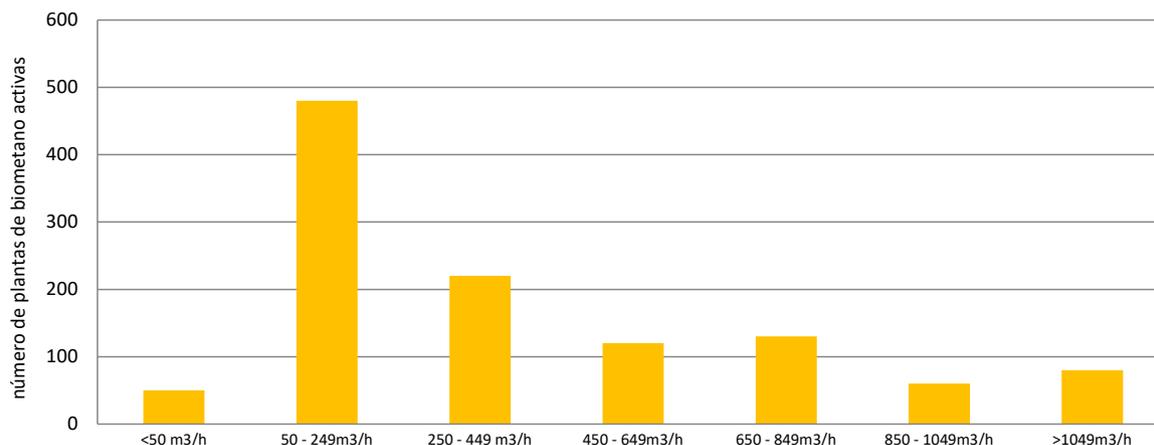


Figura 1. Tamaño de las plantas instaladas en Europa.



Figura 2. Biometano.

representa una tasa de aumento de producción del 20% en 2021. Para el biogás, un período de rápido crecimiento entre 2009 y 2014 fue seguido de un aumento más constante en el número de plantas entre 2014 y 2021. En el transcurso de 2021, entraron en operación 99 nuevas plantas, de las cuales el mayor número estaban en Francia e Italia. La producción en 2021 del biometano total de Europa ascendió a 37 TWh.

Había 1.067 instalaciones productoras de biometano en Europa a finales de 2021. Esto representa 184 plantas adicionales en comparación con 2020, lo que convierte a 2021 en el año con el mayor aumento de plantas de biometano hasta la fecha. En el año 2022 han comenzado a operar 155 plantas nuevas de biometano.

Las plantas de biometano son más grandes que las plantas de biogás. Mientras que una planta de biogás produce una media de 8 GWh al año, una planta de biometano produce una media de 35 GWh por año.

Hay disponible una variedad de tecnologías para convertir biogás en biometano.

Más del 75% de las plantas de biometano actualmente activas usan membrana de separación

(47 %) y el resto, depuración con agua (17 %) o depuración química (12 %). Las plantas restantes utilizan adsorción por oscilación de presión (10 %), depuración física (2%) y separación criogénica (1%). Para el 11% de Plantas europeas de biometano, no hay datos sobre la tecnología de actualización.

Se están produciendo tanto biogás como biometano en cantidades crecientes en Europa. En el cuadro que sigue se observa dicho crecimiento. El 58% de las plantas de biometano actualmente activas en Europa están conectadas a la red de distribución y el 19% está conectado a la red de transporte, mientras que el 9% de las plantas europeas de biometano no tienen conexión a la red y sobre el 14% restante no hay información disponible.

Se observa una clara tendencia hacia el uso como materias primas de los residuos agrícolas, los residuos sólidos urbanos orgánicos y los lodos de depuradora. A partir de 2017, casi no se establecieron nuevas plantas para funcionar con cultivos energéticos.

Había 15 plantas productoras de Bio-GNL (para el uso en el transporte) activas en Europa a finales de 2021, y se esperaba para 2023 contar con 62 plantas más y otras 21 plantas en 2024.

La capacidad de producción combinada de Bio-GNL para 2025, considerando sólo plantas confirmadas, suma 12,4 TWh por año. Con la capacidad de producción proyectada para 2025, se pueden fabricar casi 29.000 camiones de GNL y alimentarlos todo el año. En 2020 había más de 15.000 camiones propulsados por GNL en la flota europea y se espera que este número aumente a 280.000 para 2030 y que represente al menos el 25% de la cuota de mercado. Esta flota de vehículos de GNL requerirá aproximadamente 100 TWh de combustible en 2030.

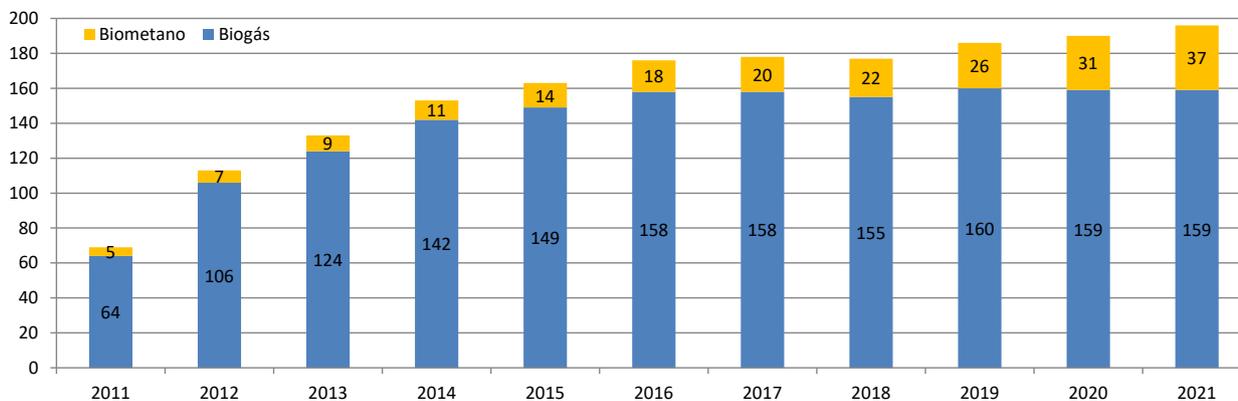


Figura 3. Producción combinada de biometano y biogás en Europa (TWh).

Existe una clara tendencia hacia plantas de producción de Bio-GNL de mayor tamaño: el tamaño de planta promediado 60 GWh/año en 2021 y, en base a las plantas anunciadas, se espera que ascienda a 130 GWh/año para plantas que inicien operaciones en 2023 y hasta 145 GWh/año para plantas inicio de operaciones en 2024.

Se espera que Alemania e Italia, junto con los Países Bajos, sean los principales países de GNL en los próximos años. En total, 10 países europeos están ahora activos en el Mercado de producción de Bio-GNL, a saber: Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Italia, los Países Bajos, Noruega, Suecia y el Reino Unido.

Se calcula que en 2021 se generaron entre 222 a 258 Mt de materia fresca de digestato producido en Europa. Para 2030, se podrían producir 455 a 492 Mt y para 2050, el potencial de digestato se calcula como 1.145 a 1.334 Mt.

Para 2030 el 10 a 11% de fertilizantes a base de N pueden ser reemplazados y la proyección para 2050 indica que el potencial de reemplazo de fertilizantes aumenta hasta un 26 a 31%.

Asimismo, el digestato de Europa ya pudo reemplazar el 17 % de los fertilizantes fosfatados en 2021. Para 2030 podría ser reemplazado el 32% y para 2050 el potencial de reemplazo de fertilizantes de P sintético sube al 86%.

El potencial de reducción de GEI al reemplazar los fertilizantes nitrogenados sintéticos con digestato se calculó en 1.096 toneladas de CO₂ equivalente para el año 2021. Se espera evitar para 2030 el equivalente a unas 2.106 toneladas de CO₂ por año y para 2050 el potencial de reducción de GEI aumenta a 5.716 t de CO₂ equivalente/año.

El gas natural es la principal materia prima y fuente de energía para producir fertilizantes sintéticos. Por lo tanto, reemplazar los fertilizantes minerales con digestato da como resultado una disminución del consumo de gas.

En el cuadro que sigue se muestra la evolución de la capacidad de producción de biogás por país en Europa desde 2011 a 2020 expresada como MW

Los números seguidos de la letra “o” son cifras que se obtuvieron de fuentes oficiales tales

Tabla 3. Capacidad de Producción de biogás en Europa 2011 a 2020 (Fuente IRENA 2021).

CAP (MW)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Europa	8 479	9 666	10 173	10 812	11 256	11 734	12 152	12 847	13 287	13 826
Austria	372 e	273 e	194 e	189 e	191 e	202 e	180 e	175 o	164 e	164 e
Bielorusia	6	6	22	22	22	27	28	33 o	38 e	39
Bélgica	129	141	151	181	179	188	183	190	197	197 e
Bosnia H.	1 u	1 e	1	2	2 o					
Bulgaria	5	4	10	20	38	29	36 e	33 e	33 o	
Croacia	9	12	17	17	28	37 o	45 o	51 o	52 e	55 o
Chipre	9	9	10	10	10	10	10 e	13 e	13 e	13 o
Rep. Checa	177	300 o	361 o	367 o	368 o	369 o	372 o	369 o	368 e	368 e
Dinamarca	77	80 e	93 e	96 e	104 e	107 e	108 e	108 e	119 e	144 e
Estonia	4 e	4 e	6 e	8 e	11 e	11 e	11 e	9 e	8 e	8 e
Finlandia	45 e	46 e	88 e	100 e	102 e	113	116	116	116	116 o
Francia	213	256	298	342	383	409	444	465	500	511 o
Alemania	4 520 o	4 921 o	5 148 o	5 437 o	5 643 o	5 850 o	6 147 o	6 761 e	7 068 e	7 459 e
Grecia	45 u	45 u	46 u	47 u	49 u	56 u	62 u	70 u	75 e	82 e
Hungría	45	53	63	63	72	76	82	76	79	79 o
Irlanda	39 o	44 o	52 o	53 o	53 o	56 o	56 o	57	59 e	59 o
Italia	732	1 274	1 317	1 336	1 336	1 352	1 372	1 375	1 382	1 432 o
Letonia	25 e	43 e	53 e	58 e	60 e	62 e	60	61	61 e	61 e
Lituania	15	15	16	20	21	25 e	25 e	35 o	35 e	36 e
Luxemburgo	10	10	10	10	12	12	12 e	12 e	12 e	12 o
Malta	3	3	3	3	3	5	5	5 e	5 e	5 e
Moldova R.	2	3	3	3	6	6	6 e	6		
Holanda	217 e	219 e	230 e	237 e	239 e	221 e	221 e	205 e	199 e	202 e
Macedonia	4	5	7	7 o	8	8 o				
Noruega	17	17	17	17	17	10	10 e	10 e	7	7 e

CAP (MW)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Polonia	102 o	128 o	153 o	187 o	216 o	225 o	229 e	225 e	233 e	243 e
Portugal	44	51	55	66	66	68 e	70 o	71 o	72 e	72 e
Rumania	4	5	11	15	14	16	22	22	20	20 o
Serbia	2	4	4	5	5	10	13	17	21	21 e
Eslovaquia	21	41	35	78	91	93	91	89	82	82 e
Eslovenia	21	29	28	31	32	29	27	27	25	25 e
España	209	218	220	223	224	224	225	234	271	271 e
Suecia	4 e	5 e	5 e	2 e	2 e	2 e	2 e	2 o	2 e	2 e
Suiza	32	33	33	32	29	29 o	30	32 o	32 e	32 e
Ucrania		7 o	14 o	15 o	18 o	21 o	34 o	46 o	93	103

como oficinas nacionales de estadística, departamentos gubernamentales, reguladores y compañías eléctricas. La letra “u” sigue a cifras que se obtuvieron de fuentes no oficiales, como la industria asociaciones y artículos periodísticos. La letra “e” sigue a cifras que han sido estimadas por IRENA a partir de una variedad de diferentes fuentes de datos. Todos los datos del cuestionario IRENA se presentan sin ningún indicador.

Panorama Asiático

Varios países de Asia (China, Tailandia, India, Nepal, Vietnam, Bangladesh, Sri Lanka y Pakistán) tienen grandes programas para producción nacional de biogás. En Asia se destacan dos países muy por encima del resto en la producción de biogás, China y Tailandia. En el cuadro que sigue se muestra la evolución de la capacidad de producción de biogás por país en Asia desde 2011 a 2020 expresada

como MW.

Los números seguidos de la letra “o” son cifras que se obtuvieron de fuentes oficiales tales como oficinas nacionales de estadística, departamentos gubernamentales, reguladores y compañías eléctricas. La letra “u” sigue a cifras que se obtuvieron de fuentes no oficiales, como la industria asociaciones y artículos periodísticos. La letra “e” sigue a cifras que han sido estimadas por IRENA a partir de una variedad de diferentes fuentes de datos. Todos los datos del cuestionario IRENA se presentan sin ningún indicador.

China ha llevado a cabo vigorosamente la construcción de hogares con biogás desde 1970. A finales de 2015, el número de hogares con biogás alcanzó los 41,93 millones, lo que lo convirtió en el país con la mayor cantidad de construcción de hogares con biogás en el mundo.

Por países, la encuesta de IGU muestras

Tabla 4. Capacidad de Producción de biogás en Asia 2011 a 2020 (Fuente IRENA 2021).

CAP (MW)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Asia	408	509	650	846	988	1 161	1 358	1 599	1 838	1 957
Bangladesh	2 o	3 o	3 o	4 o	4 o	5 o	5 o	5 o	5 o	5 o
Camboya	2 e	2 e	2 e	2 e	2 e	2 e				
China	81	138	193	310	331	350	454	630	799	903 o
Chinese Taipe	1 o	1 o	1 o	1 e	1 o	1 o				
India	3 o	4 o	6 o	7 o	10 o	10 o	13 e	14 e	14 e	14 e
Indonesia	9 o	9 o	18 o	19 o	55 o	64 e	101 e	109 e	112 o	112 e
Japón	6	7	10	15	23	34	47	47 o	47 o	47 e
Kazakhstan	0	0	0	0	1 o	1 o	2 e	8		
Korea Rep	107	108	99	121	113	129	136 o	136 o	136 o	136 o
Malasya	8 o	12 o	14 o	18 o	36 o	80 o	70 o	84 o	124 e	134 o
Myanmar	1 e	1 e	1 e	1 e	1 e	1 e	1 e	1 e	1 e	1 e
Pakistán	9	9	9	9	9	9	9	9 e	9 e	9 e
Filipinas	23 u	24 u	31 e	31 e	31 e	40 e	42 e	54 e	54 o	29 o
Sri Lanka	0 o	0 o	0 o	0 o	0 e	0 e				
Thailandia	159	193	266	312	373	435	475	505 o	530 o	554 o
Viet Nam	2 e	2 e	2 e	2 e	2 e					

que China, el mayor consumidor de carbón, cuenta en 2022 con 102 plantas de biometano a gran escala distribuidas en varias provincias de las que 48 están operativas, 30 son proyectos en construcción y 24 están en etapa de factibilidad. Todos estos proyectos utilizan biomasa como fuente. Se espera que las 48 plantas operativas produzcan 3.650 GWh de biometano al año.

El proyecto chino de biogás estandarizado,

tomando una aldea como núcleo, se basa en la baja inversión necesaria, sin consumo de energía, sin necesidad de gestión especial y básicamente sin costos operativos; además de que hay suficiente tierra y campos de cultivo para consumir el digestato, especialmente en el área donde se fertiliza durante todo el año en vegetales y cultivos económicos, implican cero emisiones de GEI al reducir la aplicación de fertilizantes químicos

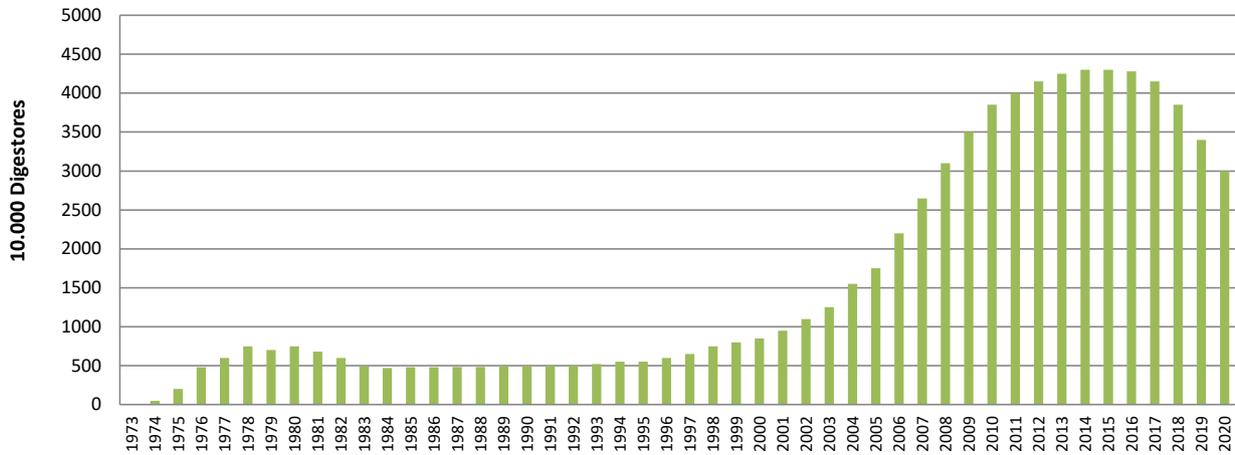


Figura 4. Número de digestores de biogás domésticos en China, 1973-2020.



Figura 5. Proyecto de biogás a gran escala para la utilización de recursos de estiércol de ganado y aves de corral en el condado de Jingyan, Leshan, 2021.

Los proyectos de biogás a pequeña escala (30 m³-300 m³) pueden tratar los desechos agrícolas de forma descentralizada, suministrar energía de forma distribuida y centralizada, facilitar el mantenimiento y la gestión, apto para la situación actual del desarrollo rural y agrícola.

Las comunidades agrícolas y los hogares conjuntos que suministran biogás pueden realizar la transformación insitu de los desechos generados por las aldeas y los pueblos y la agricultura, y la producción y el suministro centralizados de biogás no solo pueden mejorar el medio ambiente de las aldeas y los pueblos, sino también producir energía limpia.

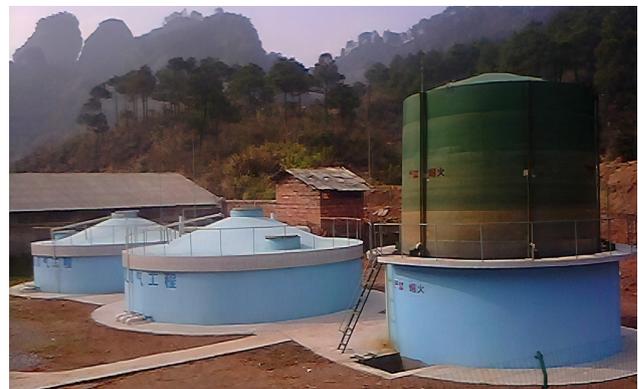


Figura 6. Planta a pequeña escala en China.



Figura 7. Utilización de fertilizantes de biogás en China.

El suministro de gas centralizado de pequeños proyectos de biogás es una nueva industria energética y una instalación de protección ambiental rural. Tiene importantes beneficios económicos (según las condiciones locales y encontrando puntos de beneficio), beneficios sociales y beneficios ecológicos.

La combinación de reproducción y plantación puede resolver eficazmente el problema de las fuentes de contaminación en la comunidad agrícola, y también es una forma eficaz de agricultura ecológica, que promueve la circulación agrícola y un desarrollo económico saludable.

Además se promueve el uso del dióxido de carbono biogénico en agricultura con concentración de saturación de 800-1800 ml/m³, adecuada para el crecimiento de las plantas

En Tailandia, en los años 70, la División Sanitaria del Ministerio de Salud Pública de Tailandia comenzó a invertir en plantas de biogás de pequeño tamaño para resolver un problema sanitario. A fines de la década de 1980, el precio del petróleo aumentó drásticamente en todo el mundo, por lo que el gobierno real tailandés comenzó a promover el

biogás como una fuente de energía alternativa, lo que provocó un gran movimiento en el desarrollo de una política de incentivos para la inversión en plantas de biogás. Se implementaron diferentes esquemas de promoción a nivel local y se enfocaron tanto en la promoción del sector gubernamental como de las firmas consultoras privadas para la producción de biogás.

A partir de 2012, se implementaron la política energética nacional y el Plan de Desarrollo de Energías Alternativas para aumentar la proporción del consumo de energías alternativas hasta el 30% del consumo total de energía, lo que se convirtió en la segunda ola de la política de promoción del biogás.

En Tailandia, a partir de 2023, la Comisión de Bolsa y Valores destacará la conciencia del uso de energía alternativa de una empresa al obligar a la empresa a informar sobre sus emisiones de GEI actuales, su huella de carbono actual y su hoja de ruta para volverse más ecológica en el informe para la reunión general anual de accionistas. Estos ejecutores de arriba hacia abajo ayudarán a presionar a los miembros del sector privado en Tailandia para que una mayor proporción de su consumo de energía provenga de fuentes alternativas de energía renovable, en las que el biogás tiene aproximadamente la mitad de la participación en Tailandia

El objetivo energético generado a partir de biogás para la generación de electricidad a partir de biogás en Tailandia se basa en los desechos de residuos agrícolas provenientes de la producción de aceite de palma crudo, de aguas residuales de la producción de almidón de tapioca, aguas residuales en el procesamiento de alimentos y en granjas porcinas. El gobierno.

Malasia es el segundo mayor productor y

exportador de aceite de palma del mundo y cuenta con 85 proyectos de biogás en funcionamiento con una capacidad acumulada de 159,65 MW, aunque se espera que el número y capacidad de estas plantas aumenten en la próxima década.

En Corea del Sur aunque existen compromisos para recuperar el metano de los desechos de los vertederos y de las instalaciones de tratamiento de aguas residuales, actualmente no hay ningún proyecto.

En India el uso de biogás elimina la inhalación de humo que afecta la salud de mujeres y niños. DBF está trabajando con la Agencia Distrital de Desarrollo Rural (DRDA) en la instalación de plantas de biogás. El biogás se utiliza como combustible para calefacción y cocina en áreas rurales, eliminando así 20 t/año de emisiones de carbono al año. Con la ayuda de DRDA, se promovieron 12.000 soluciones de cocina limpia, se crearon 145 aldeas de cocina limpia, se promovieron 27.000 soluciones de iluminación limpia, se crearon 167 aldeas de iluminación limpia y se instalaron 269 bombas solares. La cocina limpia resultó en una reducción del consumo de madera, eliminando así 1.956 t/año de emisiones de carbono.

Panorama africano

África cuenta con numerosos proyectos que impulsan el uso seguro del biogás en los hogares. Sin embargo, como en el caso del África Biogás Partnership Programme, que suma ya 60.000 plantas de biogás comunitario y doméstico para el consumo de 300.000 personas de Kenia, Tanzania, Uganda y Burkina Faso, se trata de energía destinada a cocinar y calefaccionar. El Gorge Farm Energy Park, según Tropical Power, es la primera planta de cogeneración con biogás. La información resalta que la planta satisface las necesidades de

electricidad y calor de la granja (especialmente la de los invernaderos), vierte el excedente a la red eléctrica (calculan que cubre las necesidades energéticas de 5.000 a 6.000 viviendas rurales) y aprovecha como fertilizante el subproducto resultante.

Panorama Norteamericano

En EE.UU había más de 2.100 plantas de biogás en 2017, de las cuales 250 plantas usan estiércol de ganado y 654 plantas son de recuperación de biogás de vertederos. De un número de 15.000 plantas de tratamientos de líquidos cloacales, había alrededor de 1.240 que operaban digestores anaeróbicos que producían biogás. Casi todas las plantas de biogás de aguas residuales son instalaciones de gran escala, que tratan de uno a varios cientos de millones de metros cúbicos por día de aguas residuales. Las plantas de biogás tenían una capacidad eléctrica instalada de 2.400 MW en 2015 y 2.438 MW en 2016 y generaron 1.030 GWh de electricidad. El potencial energético del biogás en EE.UU se evaluó en 18.500 millones de m³ de biogás/año, de los cuales 7.300 millones de m³ son de estiércol, 8.000 millones de m³ de vertederos y 3.200 millones de m³ de plantas de tratamientos de líquidos cloacales, los cuales podrían generar aproximadamente 41,2 TWh de electricidad.

Canadá cuenta con 279 proyectos de biogás por todo el país y ya operan 14 proyectos de biometano que producen 1.478 GWh/año de energía y 26 proyectos en desarrollo con una producción cercana a los 1.580 GWh/año.

México tiene un gran potencial de producción de biogás debido a la alta generación de residuos orgánicos. Este potencial se traduce en generación de energía eléctrica y térmica. La distribución de las plantas asociadas al uso de

biometano se concentra principalmente en la capital del país y tienen por objetivo principal la generación de electricidad. En comparación con otros países como España y Alemania, México tiene aún más potencial de generación de biogás, e incluso de biocombustibles, considerando únicamente residuos, lo cual es una ventaja para un país con una población de más de 112 millones de habitantes.

Autoridades del Gobierno de la Ciudad de México y del gobierno federal realizaron una inversión en una planta de biogás a partir del tratamiento de basuras en el vertedero Bordo Poniente. Con una capacidad de generación de 508 GW, tiene el objetivo de dar energía a 517.000 luminarias públicas de la capital y cerca de 1.700 edificios públicos. Otra planta en la Ciudad de México, financiada por la Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación (Seciti) local y desarrollada por la empresa Sustentabilidad en Energía y Medio Ambiente (Suema), es alimentada con residuos de verdura y nopal, teniendo una capacidad para tratar 100 toneladas de residuos orgánicos al mes, generando 175 kWh diarios. El biodigestor tiene, entre sus componentes, un tanque cilíndrico de acero y trabaja a partir de la digestión anaerobia y termofílica.

En EE.UU había más de 2.100 plantas de biogás en 2017, de las cuales 250 plantas usan estiércol de ganado y 654 plantas son de recuperación de biogás de vertederos. De un número de 15.000 plantas de tratamientos de líquidos cloacales, había alrededor de 1.240 que operaban digestores anaeróbicos que producían biogás. Casi todas las plantas de biogás de aguas residuales son instalaciones de gran escala, que tratan de uno a varios cientos de millones de metros cúbicos por día de aguas residuales. Las plantas de biogás tenían una capacidad eléctrica instalada de

2.400 MW en 2015 y 2.438 MW en 2016 y generaron 1.030 GWh de electricidad. El potencial energético del biogás en EE.UU se evaluó en 18.500 millones de m³ de biogás/año, de los cuales 7.300 millones de m³ son de estiércol, 8.000 millones de m³ de vertederos y 3.200 millones de m³ de plantas de tratamientos de líquidos cloacales, los cuales podrían generar aproximadamente 41,2 TWh de electricidad.

Canadá cuenta con 279 proyectos de biogás por todo el país y ya operan 14 proyectos de biometano que producen 1.478 GWh/año de energía y 26 proyectos en desarrollo con una producción cercana a los 1.580 GWh/año.

México tiene un gran potencial de producción de biogás debido a la alta generación de residuos orgánicos. Este potencial se traduce en generación de energía eléctrica y térmica. La distribución de las plantas asociadas al uso de biometano se concentra principalmente en la capital del país y tienen por objetivo principal la generación de electricidad. En comparación con otros países como España y Alemania, México tiene aún más potencial de generación de biogás, e incluso de biocombustibles, considerando únicamente residuos, lo cual es una ventaja para un país con una población de más de 112 millones de habitantes.

Autoridades del Gobierno de la Ciudad de México y del gobierno federal realizaron una inversión en una planta de biogás a partir del tratamiento de basuras en el vertedero Bordo Poniente. Con una capacidad de generación de 508 GW, tiene el objetivo de dar energía a 517.000 luminarias públicas de la capital y cerca de 1.700 edificios públicos. Otra planta en la Ciudad de México, financiada por la Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación (Seciti) local y desarrollada por la empresa Sustentabilidad en Energía y Medio

Ambiente (Suema), es alimentada con residuos de verdura y nopal, teniendo una capacidad para tratar 100 toneladas de residuos orgánicos al mes, generando 175 kWh diarios. El biodigestor tiene, entre sus componentes, un tanque cilíndrico de acero y trabaja a partir de la digestión anaerobia y termofílica.

Centro y Sudamérica

En general, en los países con economía emergente, el biogás se produce principalmente en pequeños digestores de escala doméstica para proporcionar combustible para cocinar o incluso para la iluminación, en contraste con los países desarrollados, donde las plantas productoras de biogás son emprendimientos agrícolas comerciales a gran escala, para la generación de electricidad y calor.

En América Latina, se han establecido plantas de biogás agrícolas y domésticas para hogares rurales y también se ha extraído biogás de vertederos de las grandes ciudades, como Buenos Aires, en Argentina y la Ciudad de San Pablo (Sao Joao) en Brasil, entre otras. Un movimiento conformado por productores agrícolas, universidades e investigadores independientes, la Red para Biodigestores en América Latina y el Caribe (RedBioLAC), promueve el desarrollo de pequeños biodigestores en Bolivia, Costa Rica, Ecuador, México, Nicaragua y Perú. Bolivia es el líder con más de 1.000 plantas domésticas de biogás instaladas en lugares donde el 60% de los habitantes rurales viven en condiciones de pobreza e indigencia. El uso de biodigestores reduce la pobreza, disminuye el gasto en la compra de combustibles, abonos orgánicos y alimentos, mejora el ambiente sanitario de las familias y el medio ambiente se beneficia.

Durante la década de los 80's se implantaron en Perú los modelos de biodigestores, hindú y chino, siempre a escala doméstica. Pero, por alguna razón, no tuvieron éxito y fracasó su uso.

El modelo Taiwán se implementó a mediados de la década del '90, de gran desarrollo en México, Costa Rica, Perú, Bolivia, Colombia y Nicaragua en la última década. También en este último decenio, comenzaron a verse emprendimientos de mayor escala para la producción del biogás, tanto en el área ganadera como en el área industrial.



Figura 8. Digestor de escala doméstica para proporcionar combustible para cocinar.

En Chile en 2010, 31 empresas utilizaban el biogás en su proceso productivo, de las cuales cinco lo usaban para generación eléctrica. La principal materia prima para generación son los desechos agrícolas y urbanos y las plantas de tratamiento de aguas. El 40% de la producción es quemada en antorcha sin aprovecharse, el 34% es utilizado para cogeneración, seguida por energía térmica con un 11%, un 6% en energía eléctrica y, finalmente, un 9% se orienta a otros usos diversos (Tabla 9).

La planta de saneamiento de aguas residuales domésticas “La Farfana”, manejada por la empresa de capitales europeos Aguas Andinas, es el principal centro de tratamiento de aguas de la ciudad de Santiago de Chile. Trata cerca del 60% de las aguas servidas de la región (700.000 m³/d) y genera, un promedio de entre 50.000 y 60.000 m³ de biogás diarios. Su capacidad de aprovechamiento de biogás puede llegar a los 24.000.000 m³/año y cubrir una demanda de cerca de 35.000 hogares, es decir, cerca de 10% de los clientes que utilizan gas de ciudad de Santiago.

CHILE

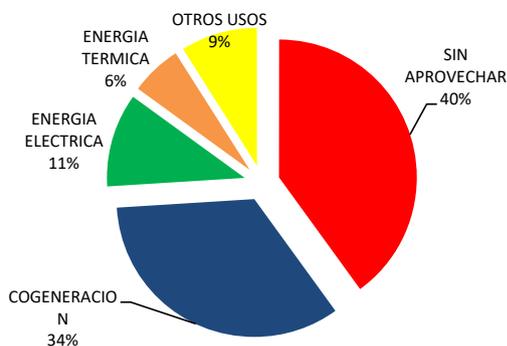


Figura 9. Uso del biogás en Chile.

En Molina, Región del Maule, se construyó una planta modular de biogás en Viña San Pedro, que genera biogás a partir de residuos de vendimia. La planta genera aproximadamente 1 MW/hora de energía limpia, que equivale al consumo de cerca de 3.200 hogares y al 60% de la energía eléctrica que necesita la viña. Actualmente los biodigestores son alimentados con 9 mil toneladas anuales de residuos de vendimia, pero se pretende ampliar su capacidad al doble a fin de cubrir el 100% de las necesidades energéticas de Viña San Pedro.

La empresa VISORS Generación S.A. desarrolló una investigación para obtener biogás a partir de paletas de nopal (tuna), en un proyecto financiado por el FONDEF (Fondos del Fomento Científico y Tecnológico) del CONICYT, junto a la Universidad Mayor. El objetivo fue contribuir a las necesidades de energía de las empresas mineras en el norte del país, buscando una fuente de biomasa que se pudiera producir con rentabilidad positiva en los terrenos desérticos o semidesérticos de esa zona. Se hicieron los estudios de viabilidad para unirse a las termoeléctricas, considerando que el factor de combustión de planta del gas natural permite hacer “co-firing” (co-combustión) en calderas de carbón o de gas natural líquido.

Brasil ocupa el noveno lugar en el ranking de países que más energía producen a través del biogás, detrás de Tailandia y Francia. Alemania figura como líder absoluto, con la generación de 7.459 MW al año. De confirmarse la expansión del sector, en los próximos diez años el país debería escalar más posiciones en el ranking. Según estimaciones del centro de referencia en energías renovables de CIBlogás, una Institución de Ciencia y Tecnología con Innovación, dedicada al desarrollo del biogás como recurso energético limpio y competitivo, con el objetivo de impulsar el mercado

de las energías renovables, la representatividad del biogás en la matriz energética brasileña creció tanto que en 2021, representó el 1,4% de la generación de energía en el país, con una expansión de cerca de 9,5% anual desde 2019.

A modo de comparación, en 2015 existían 153 unidades registradas de generación de biogás; en 2017 el país contaba con 271 plantas y para el 2021, ese número ya había llegado a 755, con una oferta de 2.300 millones de m³ de biogás por día. Para 2030 se deben ofrecer 30 millones de m³ de gas natural renovable por día, equivalente a 11 mil millones de m³ por año. A su vez también fueron aumentando las plantas de purificación del biometano, pasando de 4 plantas de refinado en 2015, 2 de las cuales contaban con unidades de abastecimiento de vehículos a biometano, a 62 plantas de refinación en 2022, de las cuales 44 obtienen el biogás a partir de residuos industriales y 13 de la actividad agrícola ganadera. La mayoría son de pequeña escala y están ubicadas al sudeste del país. La producción anual, estimada de biometano de dichas plantas es de 2 TWh. La expectativa es que la producción alcance los 2.800 millones de m³, un crecimiento del 21,3 % en comparación con 2021 y del 33% en comparación con el 2020.

Las grandes empresas del sector sucroalcoholero vienen aumentando considerablemente las inversiones en la producción de biogás. Cabe destacar que en su avance en valorizar los residuos de la industria, en 2021 sociedades integradas por la empresa Raizen y grupos locales, inauguraron 2 plantas generadoras de energía eléctrica de 11 y 21 MW a partir de biogás, obtenido mediante la codigestión de cachaza y vinaza. En 2023 comenzarán la instalación de otra planta que llegará a generar 200 GW con la misma materia prima.

PLANTAS DE BIOGAS EN BRASIL

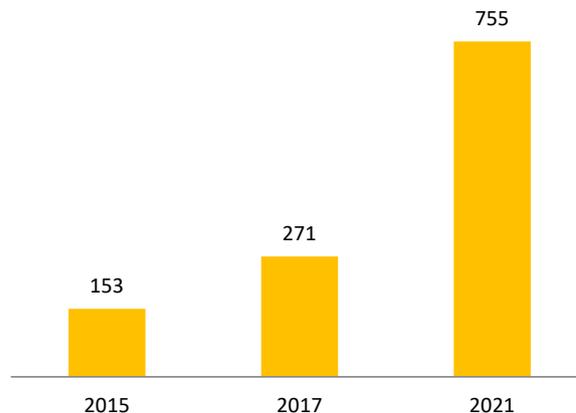


Figura 10. Plantas de biogás instaladas en Brasil.

Un análisis individual de las materias primas muestra que el biogás de cachaza totalizará 2 mil millones de m³, el de vinaza alcanzará los 4,9 mil millones de m³ y el de residuos agrícolas de cosecha y vertederos alcanzará el mayor porcentaje entre los residuos con 28 mil millones de m³ al final de la década. Considerando vinaza y cachaza del mismo grupo, la producción de biogás alcanzaría los 3.300 millones de m³ y 1.800 millones de m³ de biometano, lo que podría generar en promedio de 1 GW para exportación de electricidad.

El mercado también está atento a un subproducto importante del biogás, el CO₂, utilizado por la industria de alimentos y bebidas, siderúrgicas y hospitales, entre otros, cuya demanda sigue en aumento. Actualmente las principales fuentes de CO₂ son los derivados del petróleo. El biogás ha surgido como una alternativa a la obtención de este gas, ya que el CO₂ liberado durante el proceso de purificación del biogás puede ser almacenado para su comercialización.

Otros proyectos relacionados con la producción de hidrógeno verde, considerado el combustible del futuro, comienzan a surgir, ya que el biogás se puede transformar en hidrógeno verde mediante procesos de tratamiento y purificación.

Brasil fue el primer país de América Latina en desarrollar un tractor movido por biometano y busca hacer que los agricultores rurales puedan independizarse del uso de combustibles fósiles, siendo ellos mismos los que produzcan el combustible que necesitan.

1-4. Panorama nacional

Una matriz energética es una radiografía del balance del consumo de energía producida desde distintas fuentes en un período de tiempo. Argentina tiene un alto porcentaje de consumo de combustibles fósiles (principalmente petróleo y gas), alcanzando el 87%. El gas natural de pozo ha ganado cada vez mayor relevancia hasta consolidarse entrado el siglo XXI como el mayor componente de la oferta de energía primaria del país. Para el año 2020, la participación

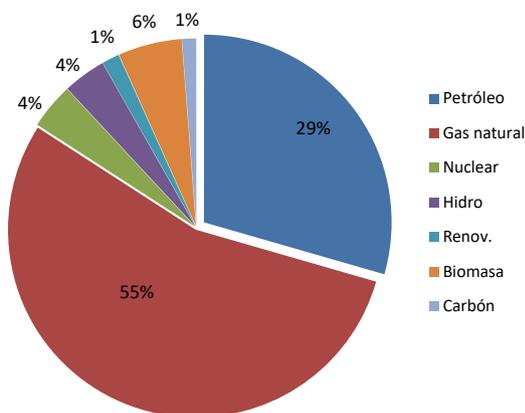


Figura 11. Matriz energética argentina 2020.

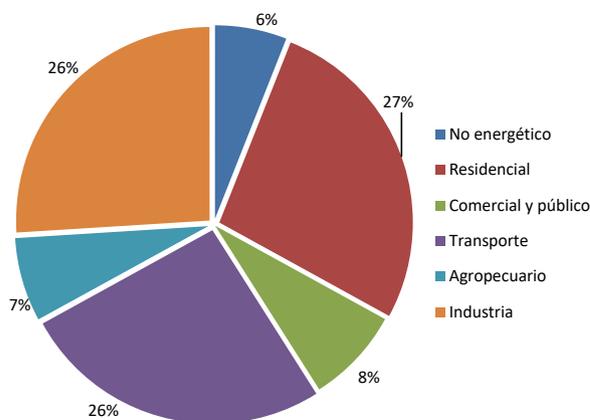


Figura 12. Consumo total de energía 2020. Ministerio de Economía.

del gas superó el 54%, y si se suma a este número la participación del petróleo alcanza el 84,4% del total de la oferta primaria argentina. La predominancia de estos dos tipos de fuente de energía es muy significativa en comparación a los distintos tipos de energía restantes dentro de la oferta total del país.

Según un informe publicado por la Cámara de Energías Renovables de Argentina (CADER), en función de datos del Ministerio de Hacienda, Argentina consumió 43.414 millones de Nm³ de gas natural en 2019, equivalente a unos 1.598,9 billones de BTU. Las centrales eléctricas son responsables del 35% del total del consumo, seguidas por la industria con el 32% y luego el consumo residencial 21%. El GNC de transporte representa el 6%. El 3% del consumo corresponde al comercio y, por último, subdistribuidoras el 2% y entes oficiales el 1%. Se proyecta un consumo de 2.011 billones de BTU para 2030, cálculo realizado, tomando un promedio de los escenarios planteados en el documento “Escenarios Energéticos 2030”.

Consumo de gas natural Argentina en %

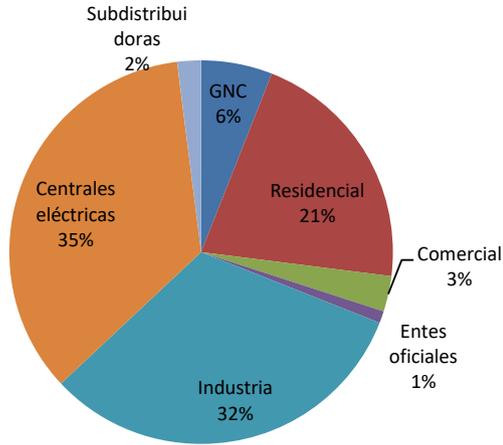


Figura 13. Consumo de gas natural Argentina 2019.

Del total de potencia instalada incorporada en 2021, el 97% correspondió a fuentes de energías renovables, se habilitaron 26 proyectos de gran escala para la generación de energía eléctrica que

añadieron un total de 1.004,57 MW al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

La vigente ley nacional de biocombustibles N° 27.640 promulgada en agosto de 2.021 define en su artículo 4° a los biocombustibles como “al bioetanol y al biodiesel” dejando fuera al biogás, al contrario de la anterior ley N° 26.093 que establecía un régimen promocional para el biogás además del bioetanol y el biodiesel.

En 2019 Argentina destinó más de U\$5.000 millones en subsidiar combustibles fósiles manteniendo la tendencia a la alza de los subsidios al sector dada en los últimos años. En consecuencia, los incentivos al gas natural, así como el gran desarrollo histórico en la producción de hidrocarburos en Argentina, un país que cuenta con más de 1.000 yacimientos de hidrocarburos, llevan a que sea más difícil la expansión de combustibles renovables como el biometano.

La migración hacia el biogás obliga a que se investigue sobre nuevas tecnologías y su desarrollo,

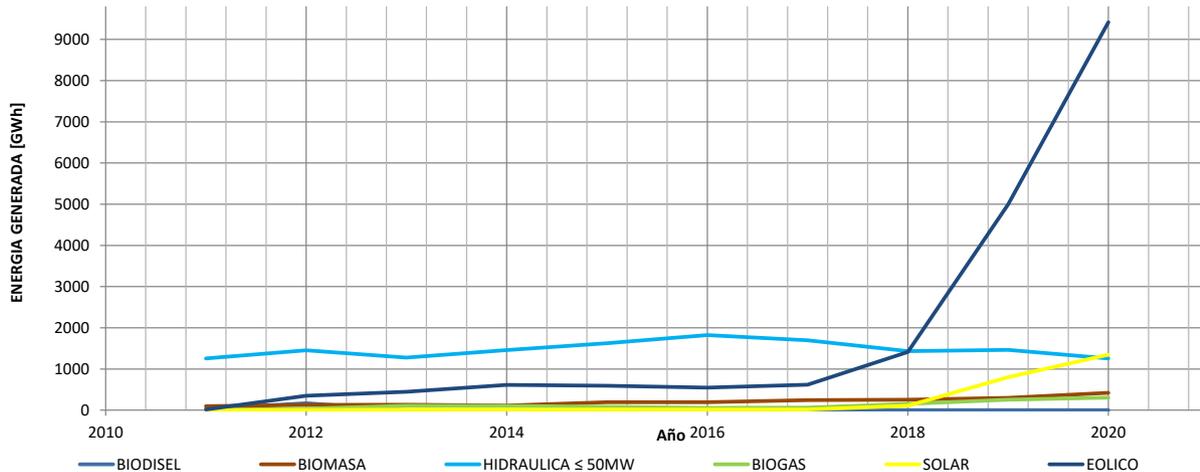


Figura 14. Evolución de la generación de energía eléctrica renovable en Argentina.

haciéndolo menos competitivo frente al gas natural de origen fósil. La Argentina cuenta con una importante red de más de 15.000 kilómetros de gasoductos en gran parte del país sobre la que puede inyectarse biometano sustituyendo en parte el combustible fósil.

En la Argentina, para que el biometano sea considerado adecuado para su introducción a las redes y artefactos de gas natural, debe cumplir con las especificaciones de calidad establecidas en la Licencia de Transporte del Decreto 2.255/92, reglamentario de la Ley de Gas 24.076 (poder calorífico mayor a 8.850 kcal/m³ y contenido de CO₂ menor al 2%, entre otras).

En el año 2015 fue sancionada la Ley N°27.191, Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, que declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público, como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

La Ley establece dos objetivos: 1) lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2017; y 2) lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el 20% del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2025.

Con el fin de cumplimentar con los objetivos de la Ley, se lanzó el Programa RenovAr en 2016, que busca incorporar 10.000 MW de energía renovable en la matriz energética para el 2025. El Programa se lleva a cabo mediante licitaciones públicas periódicas en las que distintas

empresas presentan sus proyectos de inversión y el precio al cual están dispuestos a vender su capacidad de generación.

Hasta la fecha se llevaron a cabo cuatro rondas de licitaciones, el último llamado se realizó en noviembre de 2018 y aún está en curso. Dentro del programa se adjudicaron un total de 147 proyectos con un potencial para generar 4.461 MW. De estos proyectos, 40 son de plantas de biogás con una potencia adjudicada total de 78 MW con un precio adjudicado promedio de 160 USD/MWh. Es decir que el 1,75% de la potencia adjudicada por el programa corresponde a biogás. Entre las empresas adjudicatarias está Citrusvil SA que se presentó en la ronda 2 con 3 MW, la única empresa de Tucumán.

En un período de diez años la generación de energía por fuentes renovables existentes, es decir fuera del Programa Renovar, subió de 2 GWh en el año 2013 a más de 8 GWh en el año 2022, es decir se cuadruplicó. La generación de energía por plantas incluidas en el Renovar fue de 11 GWh en el año 2022. Es decir que en el último año se generaron 19 GWh a partir de fuentes renovables de los cuales el 58% fue gracias al programa y en el período de diez años la producción de energías renovables en el país creció casi diez veces.

A fines del año 2022 el gobierno confirmó la baja de 30 proyectos truncados dentro del programa Renovar que solicitaron la rescisión de sus contratos. Entre estos proyectos se encuentran 4 centrales de biogás que tenían adjudicada una potencia de 7,4 MW. La empresa La Florida, del grupo tucumano Los Balcanes, tenía adjudicados 19 MW a partir de biomasa.

En Argentina, el mercado del biogás se ha afianzado sólidamente en los últimos cinco años, sin embargo su crecimiento se está desacelerando. En

2015, Argentina desarrolló 100 plantas de biogás y creció exponencialmente hasta 2020 a través del Programa RenovAr.

En 2015, INTA y PROBIOMASA realizaron una encuesta valorando 80 de las 100 plantas a nivel nacional y encontraron que de las 80 plantas encuestadas, 76 se instalaron con fines ambientales, mientras que solo 11 se utilizaron para el desarrollo de energía; son grandes plantas de biodigestión, que generan entre 1 MW y 2 MW, compuestas en su mayoría por lagunas cubiertas y tecnologías mixtas utilizando digestores, reactor de doble membrana y una unidad de cogeneración, es decir, calor combinado y energía. Cabe señalar que en ese momento el biogás no se usaba mucho como fuente de energía, más bien, sus orígenes se vinculan con el tratamiento de residuos orgánicos con fines ambientales.

Desde la perspectiva de los recursos, el INTA y PROBIOMASA evaluaron en 2018 que un importante potencial de materia prima para la generación de biogás radica en efluentes porcinos, corrales de engorde, y granjas lecheras e instalaciones de procesamiento de productos lácteos.

Los efluentes porcinos se generan principalmente en granjas ubicadas en la zona núcleo agrícola argentina. Se encontró que la mayor concentración de purín de cerdo se encuentra en el sureste de la provincia de Córdoba. El potencial bioenergético de esta cuenca en su conjunto es de aproximadamente 118.000 m³/a de biogás, o sea, 70.000 m³/a de biometano al año.

El valor del biometano radica en que puede sustituir en forma directa al gas natural de origen fósil. Uno de sus principales impactos es el desarrollo regional, ya que se puede producir de manera distribuida en, al menos, 18 provincias

argentinas. Con impactos en pueblos y ciudades del interior del país, generando empleos de calidad y creando mayor tejido empresarial y de innovación. En este sentido, un plan de desarrollo del biometano de mediano plazo, ayudaría a impulsar cadenas de valor metalmeccánicas relacionadas a la construcción y montaje de las plantas productoras. Además de estos impactos de tipo socioeconómicos, el biometano ayuda a “ahorrar” emisiones de gases de efecto invernadero por tres vías: el ahorro por las emisiones de gas de origen fósil, el ahorro de las emisiones de los efluentes que son utilizados como sustrato, y el ahorro de las emisiones ocasionadas por los fertilizantes químicos reemplazados por biofertilizantes.

1-5. Experiencias exitosas en el país

La generación de biogás se incrementó de manera considerable en los últimos años en distintas regiones de nuestro país, en parte como consecuencia de la toma de conciencia respecto al cambio climático y los beneficios de implementar una economía circular, y en parte por distintos programas de fomento impulsados por el Ministerio de Energía como el programa RenovAr. Sin embargo todavía existe un gran desconocimiento alrededor de los subproductos que esta incipiente industria genera, cuyo uso agrícola tiene un gran potencial productivo y ambiental.

En un reciente informe del INTA y el Ministerio de Agricultura se publicaron los resultados de un relevamiento realizado entre 2020 y 2021, para conocer la real dimensión de las plantas de biogás en Argentina. El trabajo dio como resultado la identificación de 27 plantas en funcionamiento, de lo que consideran, de grandes volúmenes, con reactores mayores a 1.000 m³. Según el informe, el 90% se concentran en Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe.

Pero más importante es que el 80% de esas plantas están ubicadas en zonas rurales, ya que están relacionadas directamente con actividades primarias que le aportan el combustible.

A continuación se muestran proyectos de biogás exitosos en Argentina.

Establecimiento Yanquetruz (ACA) – Pcia. De San Luis

La Asociación de Cooperativas Argentinas (ACA) reúne a 160 cooperativas con 50.000 productores en total de las provincias de Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba, Entre Ríos y La Pampa y ha desarrollado el Establecimiento Yanquetruz,

ubicado en la Provincia de San Luis. En principio, el emprendimiento solo fue evaluado para la instalación de un criadero de cerdos modelo con el status sanitario más elevado. Se planea que en un futuro albergue 5.200 cerdas madres y una población total del orden de 74.000 animales, con destino a abastecer el frigorífico Alimentos Magros S.A., que también pertenece al movimiento cooperativo, ubicado en la provincia de Córdoba.

Al evaluar las necesidades energéticas del establecimiento y los costos de diversas alternativas, se consideró la posibilidad de generar biogás como fuente de energía a partir de los desechos del criadero y, de este modo,



Figura 15. Establecimiento Yanquetruz, Provincia de San Luis.

autoabastecer tanto las instalaciones del criadero de cerdos como las propias de la planta de biogás.

Además de purín de cerdos se procesará, en los biodigestores, silaje de maíz y/o sorgo y el total de energía generada será suficiente para autoabastecer su demanda de electricidad y entregar el resto al Sistema Integrado Nacional.

La planta de biogás tiene una capacidad instalada de procesamiento diario de 150 m³ de purín de cerdos y 50 toneladas de cultivos energéticos. El purín de cerdos tiene un potencial de producción de biogás relativamente bajo, generando 36 m³/tonelada. Sin embargo, es el sustrato que aporta las bacterias responsables de la degradación de la biomasa en el biodigestor. Los

forrajes se utilizan como co-sustratos para aumentar la producción de biogás, dado que el silaje de maíz genera 200 m³/tonelada y el sorgo forrajero 155 m³/tonelada.

BIOELÉCTRICA Y BIO 4

Bioeléctrica: Generación de Electricidad y Biomasa es una empresa dedicada a la producción de energía eléctrica y energía térmica a partir de biogás y está constituida por aproximadamente 34 socios, muchos de los cuales son productores y accionistas de Bio 4. La planta está instalada, en las inmediaciones de la ciudad de Río Cuarto y está diseñada para generar 1 Mw de energía eléctrica y 1 Mw de energía térmica, lo cual equivale a la energía requerida para abastecer



Figura 16. Planta productora de biogás y energía térmica de Bioeléctrica, Río Cuarto.

a 3.000 habitantes con energía eléctrica. El principal objetivo de Bioeléctrica es generar energía eléctrica para venderla a la red. Sin embargo, en momentos puntuales del año se integra a Bio 4. Bioeléctrica genera un cuarto del total de gas consumido por Bio 4 y un tercio del total de energía eléctrica (3 Mw). Además puede aprovechar parte de la energía térmica de la planta de biogás y el agua caliente de la refrigeración de los motores de generación eléctrica. La tecnología e ingeniería del biodigestor fue comprada a la firma alemana Killer y Fisher, la que posee alrededor de 140 plantas instaladas. Consta de dos biodigestores de las siguientes dimensiones: el primario de 18 m de diámetro por 18 m de altura y el secundario de 26 m de diámetro por 6 de altura. La planta está diseñada para recibir como materia prima un 90% de silo de maíz picado fino, más un 10% de desechos de tambos. La cantidad de maíz a procesar es de 500 hectáreas aproximadamente y también utiliza la burlanda, subproducto de la producción de etanol a base de maíz, como sustrato para la biodigestión. Además, el departamento de Investigación y Desarrollo tiene previsto estudiar y trabajar en la producción de etanol de segunda generación.

CEAMSE

La empresa de “Coordinación Ecológica Área Metropolitana Sociedad del Estado” (CEAMSE), una empresa gubernamental que gestiona las basuras y residuos sólidos del área metropolitana de Buenos Aires, creada por los gobiernos de la provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, posee cuatro plantas que aplican tecnologías para transformar el biogás que generan los residuos, en energía verde. De esta manera, guiados por los principios de la Economía Circular, valoran un recurso que, de no ser captado y transformado en energía,

engrosaría las emisiones de gases de efecto invernadero generando un mayor calentamiento global. Es el mayor productor de energía eléctrica verde a partir de biogás de relleno sanitario de la Argentina. Abastece a la red de CAMMESA con una potencia de 25 MW. Se describen dos de sus plantas a modo de ejemplo:

Central Buen Ayre S.A es una central térmica de generación de energía eléctrica a partir de biogás de relleno sanitario. Ubicada en el Partido de San Miguel, provincia de Buenos Aires, realiza sus actividades a partir de la captación, suministro, comercialización y aprovechamiento del biogás generado por la degradación de los residuos sólidos urbanos, dispuestos según la técnica del relleno sanitario del Complejo Ambiental Norte III. El módulo de biogás está ubicado en los distritos de Tigre (95%) y San Miguel (5%), mientras que la línea subterránea de medio voltaje (13,2 kV), que conduce la energía, está ubicada en los distritos de San Miguel, San Martín y Tres de Febrero. El proyecto se originó a través de una licitación pública que llevó a cabo Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), la entidad gubernamental a cargo de la generación de energía en Argentina. Se espera que la central, con una capacidad máxima de 11,8 MW, logre una reducción total de emisiones de carbono de 6.043.349 t CO₂e.

Específicamente, la Central Buen Ayre capta el biogás acumulado en el relleno sanitario, a través de 266 pozos verticales realizados sobre las pilas. Por cada 16 pozos, un tubo principal recopila y mezcla los gases obtenidos. Una vez que la mezcla está lista pasa por un proceso de condensación y extracción de la humedad con tres bombas de captura que conducen el biogás seco a la planta de tratamiento de biogás que la Central Buen Ayre utiliza para generar la energía.

La Central San Martín Norte IIID, la cuarta planta en capacidad de generación de energía a partir del biogás. Recibe residuos provenientes de 14.000.000 habitantes. El biogás producido por los residuos dispuestos es captado y tratado de manera similar a la planta descrita anteriormente. Por esta vía alimenta a la red eléctrica, con un suministro de energía que equivale al consumo de 200.000 personas.

PLANTA CITRUSVIL S.A.

La empresa pertenece al Grupo Lucci, grupo empresarial con más de 40 años de trayectoria, dedicada a la producción, exportación e

industrialización de limones para fruta fresca y subproductos (jugo turbio, jugo clarificado, aceite esencial extraído en frío, aceite esencial destilado, cáscara deshidratada); producción de biogás; producción agroindustrial de proteínas de alto valor y biodiesel; actividad agrícola en soja, maíz, trigo, y caña de azúcar; ganadería a campo y feedlot, en las provincias de Salta, Santiago del Estero y Tucumán.

La compañía cuenta con dos plantas para la industrialización de cítricos en la provincia de Tucumán, en las que se producen alrededor de 10.000 m³ de efluente líquido, con caudales que oscilan entre los 400 y 500 m³/h. Desde 2010, la empresa cuenta con una planta de tratamiento de dichos efluentes y generación



Figura 17. Planta de tratamiento de efluentes, generación de biogás y electricidad. Citrusvil.

de biogás. El sistema de tratamiento de efluente líquido permite recuperar biogás suficiente que antes abastecía aproximadamente el 20% del consumo de las calderas hasta la puesta en marcha del proyecto de generación eléctrica.

La compañía fue la primera industria citrícola en el mundo en desarrollar dicho sistema de tratamiento de efluentes líquidos aprobado como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) por las Naciones Unidas. Se destaca que la planta industrial tiene cero efluentes líquidos ya que el agua, una vez tratada, se utiliza para el riego de las plantaciones de limones, cumpliendo con la normativa para tal fin. La planta cuenta con 3 biodigestores anaeróbicos en serie en los que se produce la remoción de la materia orgánica y la generación de biogás. La misma tiene la capacidad de generar unos 1.750 m³/h de biogás con un contenido de metano promedio de 55%. Actualmente el biogás que se

genera en los biodigestores es utilizado como combustible para la generación de energía eléctrica en la Planta de Generación de Energía Eléctrica Renovable que fue puesta en marcha en 2019. En la planta de generación se utiliza una tecnología con motores alternativos de ciclo Otto acoplados a generadores eléctricos que se conectan eléctricamente a la red pública a través de transformadores de tensión. La compañía cuenta con dos moto generadores, combustible biogás, de 2.000 kW de potencia continua nominal, 50Hz de frecuencia, 220/400 Volts trifásico.

Cabe aclarar que el biogás generado debe ser primero depurado (proceso de desulfuración) ya que contiene una media de 2.500 ppm de sulfuro de hidrógeno con picos de 6.000, lo cual es corrosivo para los cogeneradores y las calderas. La energía inyectada ascendió a 8.384 MWh a partir de la utilización de 4.650.281 m³ de biogás.

PLANTA BIODES DE CORONEL SUÁREZ

La empresa Biodes inauguró una planta que transforma los desechos de un establecimiento de engorde a corral en biogás para generar 550 kilowatts; ubicada en proximidades de Coronel Suárez, con una inversión de 3 millones de dólares que contó con financiamiento del Banco Nación, del Banco Provincia y entidades privadas.

La empresa inyecta a la red nacional a través de la Cooperativa Eléctrica San José, de Coronel Suárez, los 550 kilowatts, equivalente a un 25% volumen que normalmente distribuye la cooperativa.

En el feed-lot se engorda a los vacunos bajo

techo, dentro de una estructura ventilada con piso firme en la que los desechos orgánicos de los animales son barridos con máquinas especiales hacia piletas de disgregación y disolución.

El producto de esto luego es bombeado a un primer digester, donde llegará a una temperatura de 39 C°. En el paso siguiente se mezcla con restos vegetales producidos en la cosecha en un segundo digester, y produce el biogás que se almacena y pasa a una planta de purificación.

Posteriormente el gas se utiliza como combustible de un generador de energía que inyecta a la red eléctrica.



Figura 18. Planta Biodesen, Coronel Suárez.

2- Tecnologías vigentes para la producción y aprovechamiento del biogás

2-1. Características del biogás

El biogás es un gas proveniente de la descomposición anaeróbica de la materia orgánica, de composición variable pero donde prevalecen el metano CH_4 y el dióxido de carbono CO_2 . Es el CH_4 , de elevada capacidad calorífica, el que le confiere características combustibles ideales para su aprovechamiento energético en motores de cogeneración, calderas, turbinas, pudiendo por tanto generar electricidad, calor o ser utilizados como biocarburantes.

La equivalencia energética del biogás depende de la concentración de metano que haya en él, ya que el poder calorífico del CO_2 es nulo. Así cuanto mayor sea la cantidad de metano en el biogás, mayor será el poder calorífico del mismo.

De manera aproximada, se puede constatar que 1 Nm^3 de gas natural que tiene un contenido de CH_4 del 100%, equivale a 11 kWh. El mismo volumen de biogás, al 65 % de metano, equivale a 7,15 kWh. Considerando que el rendimiento eléctrico de un motogenerador es del 40–45%, 1 Nm^3 de biogás producirá 2,8 kWh de energía eléctrica renovable. Otros valores de energía correspondientes a combustibles fósiles:

- 1 litro de gasolina equivale a 9.06 kWh
- 1 litro de diesel equivale a 9.8 kWh

2-2. Beneficios de la producción y utilización de biogás

Los beneficios directos del uso de la biodigestión

pueden ser estimados en base al uso del biogás, como una fuente alternativa a las energías no renovables, y a la aplicación del efluente generado en el tratamiento, como una sustitución de nutrientes aportado por los fertilizantes sintéticos. El aprovechamiento energético de los residuos para el consumo propio no solo favorece económicamente al productor, que reemplazará el uso de combustibles fósiles costosos, sino también al entorno ambiental.

2-2-1. Beneficios ambientales

La biodigestión de los residuos orgánicos posibilita su correcta eliminación al estabilizar los materiales que de otra manera podrían tener un impacto negativo en el medio ambiente, contaminando el suelo, los recursos hídricos y la atmósfera.

La descomposición de los residuos sin aprovechamiento energético, además de ser un derroche de energía, es también uno de los factores responsables del calentamiento global. La emisión de carbono, ya sea en forma de dióxido de carbono o de metano, provoca un desequilibrio de los factores climáticos.

Los beneficios ambientales de la producción y utilización del biogás se pueden resumir de la siguiente manera:

- Disminuir las emisiones por el consumo de combustibles fósiles a partir de la sustitución con un combustible renovable y menos

Tabla 5. Características del biogás como combustible.

COMPOSICION	55-70% (CH₄), 30-40% (CO₂), OTROS GASES (TRAZAS)
CONTENIDO ENERGETICO	6,0 - 6,5 kWh. m ⁻³
EQUIVALENTE DE COMBUSTIBLE	0,60 - 0,65 petróleo/m ⁻³ Biogás
LIMITE DE EXPLOSION	6 - 12% de biogás en el aire
TEMPERATURA DE IGNICION	650 - 750 °C (con el contenido de CH ₄ mencionado)
PRESION CRITICA	74 - 88 atm
TEMPERATURA CRITICA	-82.5 °C
DENSIDAD NORMAL	1.2 Kg. m ⁻³
OLOR	Huevo podrido (el olor del biogás desulfurado es imperceptible)
MASA MOLAR	16.043 kg kmol ⁻¹

contaminante, sobre todo cuando es utilizado para generar energía eléctrica.

- Disminuir las emisiones por la fabricación y logística de traslado de fertilizantes químicos en base a nitrógeno, fósforo, potasio, azufre y otros elementos clave para la producción agrícola al reemplazar estos por el digestato producido localmente.
- Retirar del ambiente compuestos orgánicos que, en vertederos o aplicados en suelos emiten gases contaminantes como CH₄, óxido nitroso

(N₂O) o CO₂, y aprovecharlos para producir energía, fertilizantes y otros productos de alto valor.

- Disminuir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero de la agricultura por el uso de fertilizantes orgánicos en lugar de químicos.

2-2-2. Beneficios energéticos

El uso de biogás permite sustituir directamente otras fuentes de energía y así contribuir al autoabastecimiento energético del productor.

Es un biocombustible que tiene una gran versatilidad de uso final y no está directamente expuesto a las fluctuaciones del tipo de cambio del dólar ni a los cambios en el precio del barril de petróleo.

La generación de energía con biogás permite minimizar los riesgos de exposición a cambios en los factores climáticos, como las sequías que afectan los niveles en los embalses hidroeléctricos. Tampoco se ve afectado por la intermitencia como se ven afectadas las fuentes de energía eólica y solar.

En la generación eléctrica, el biogás es una fuente gestionable con un costo de almacenamiento reducido, en comparación con los sistemas de almacenamiento de energía con baterías de plomo-ácido, níquel-cadmio o iones de litio. Teniendo en cuenta el análisis del ciclo de vida (LCA), el biogás demuestra ser extremadamente ventajoso y competitivo también en el segmento de almacenamiento.

2-2-3. Beneficios en el uso como biofertilizantes

El digestato obtenido al final del proceso de la digestión anaerobia es un efluente rico en nutrientes y con excelentes propiedades fertilizantes. La producción de biogás puede contribuir directamente a la reducción de los costos de producción agrícola, reduciendo la necesidad de comprar fertilizantes químicos. Indirectamente, esta sustitución (fertilizantes comerciales por biofertilizantes) también contribuye a la reducción de gases de efecto invernadero, ya sea por las emisiones evitadas durante la producción del fertilizante, o por las emisiones evitadas en la logística de su distribución a centros comerciales y de ahí a las

propiedades rurales donde se aplicará.

La composición del digestato varía con el sustrato utilizado, pero puede establecerse un promedio de 5,5% de materia orgánica, 0,27 a 1,2% de N, 0,2 a 1,7% de P_2O_5 , 0,003% de K_2O , 0,051% CaO y un pH de 7,5 lo que lo califica como un biofertilizante de alto valor.

2-2-4. Beneficios económicos y sociales

El tratamiento anaerobio de efluentes con alta carga orgánica contaminante representa un menor costo operativo que los sistemas de tratamientos aeróbicos y mayor eficiencia que otras opciones de tratamiento desde la perspectiva del ciclo de vida y del rendimiento de utilidades. Permite la revalorización de pasivos ambientales al mismo tiempo que transforma costos en ingresos.

Beneficios macro-económicos a través de la generación descentralizada de energía, reduciendo costos de importación, disminuyendo la dependencia externa del abastecimiento de combustibles y fomentando la creación de polos agroindustriales.

El aprovechamiento energético de la biomasa contribuye a la diversificación energética, uno de los objetivos marcados por los planes energéticos, tanto a escala nacional como mundial.

Además, la producción de biogás crea empleos locales en la gestión de residuos, y en la construcción y operación de las plantas. Por otro lado, proporciona una fuente descentralizada de energía a comunidades, sobre todo rurales, que de otra manera podrían no tener acceso al gas natural y que utilizan otras fuentes de energía como la leña, cuya combustión genera emisión de materiales

particulado y otros gases como el SO_2 responsable de enfermedades respiratorias.

2-3. Usos del biogás

El biogás producido en procesos de digestión anaerobia puede tener diferentes usos tales como:

- En una caldera para generación de calor o electricidad.
- En motores o turbinas para generar electricidad.
- En pilas de combustible, previa realización de una limpieza de H_2S y otros contaminantes de las membranas.
- Purificarlo y añadir los aditivos necesarios para introducirlo en una red de transporte de gas natural.
- Uso como material base para la síntesis de productos de elevado valor añadido como es el metanol o el gas natural licuado.
- Combustible de automoción.

2-4. Tecnologías de digestión anaerobia y parámetros ambientales y operacionales

El metano es la forma más reducida del carbono. En la naturaleza aparece como consecuencia de la respiración anaeróbica y como producto de la fermentación de microorganismos en condiciones de anaerobiosis en el ciclo bioquímico del carbono. Si bien la producción de metano propiamente dicha se lleva a cabo por un grupo de arqueas, el proceso mediante el cual la materia orgánica compleja se “descompone” hasta ese gas inflamable, es llevado a cabo por diversos grupos de microorganismos que involucran múltiples géneros, especies y familias. Este complejo proceso puede dividirse en cuatro etapas, agrupadas según la reacción química que predomina, en 1º etapa hidrolítica, 2º etapa fermentativa, 3º etapa acetogénica y 4º etapa

metanogénica. Una simplificación del mismo, se muestran en el siguiente esquema

Las distintas tecnologías para la biodigestión anaeróbica de biomasa con producción de biogás, se dividen en dos grandes grupos, cuyas características principales son las siguientes:

Sistemas convencionales: Trabajan con cargas volumétricas bajas, altos tiempos de retención hidráulica y no cuentan con mecanismos de retención de sólidos.

- No hay dispositivos de mezcla.
- El líquido crudo ingresa en la zona de digestión.
- En la superficie se forma una capa de espuma favorecida por el gas que asciende arrastrando lodo y flotantes.
- Se purgan periódicamente sobrenadante y lodo digerido.
- Volumen útil reactor = 50% del volumen total del digestor.

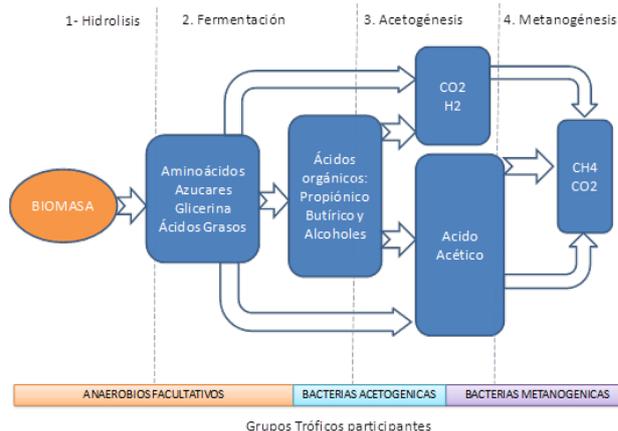


Figura 19. Esquema de la descomposición de la materia orgánica por vía anaerobia.

- Tiempo de residencia hidráulica= 30-60días.
- Carga sólidos = 0,6-1,6 kgSSV/m³.d

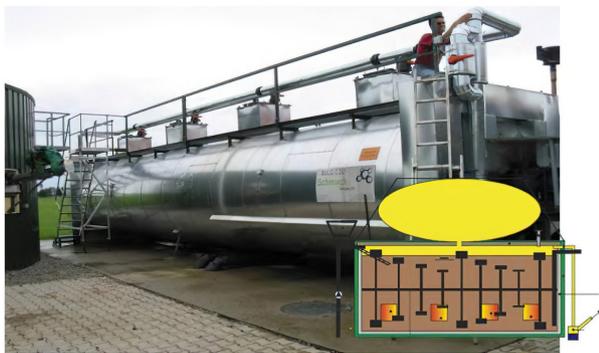
Los biorreactores de esta tecnología más conocidos son:

- **Lagunas anaerobias:** funcionan como reactor y sedimentador conjunto.

DIGESTOR VERTICAL (MEZCLA COMPLETA)



DIGESTOR HORIZONTAL (FLUJO-PISTON)



- **Fosas sépticas:** predominan los mecanismos de sedimentación, depositándose el lodo en el fondo donde se da la mayor parte de la remoción de materia orgánica.
- **Digestores anaerobios:** son tanques circulares cubiertos, con pendiente de fondo para favorecer el retiro de los sólidos sedimentados. La cubierta del reactor puede ser fija o flotante.

Sistemas de alta tasa: los reactores cuentan con mecanismos de retención de biomasa, lo que permite la operación con bajos tiempos de retención hidráulica (TDH).

- Existe un manto de material inerte que sirve como soporte para los microorganismos, que van formando una capa de biomasa adherida.
- Parte de los microorganismos quedan retenidos en los intersticios del manto.
- El flujo de líquido por los intersticios del manto genera la mezcla y el contacto afluyente-biomasa
- En general son indicados para el tratamiento de aguas residuales con bajo contenido de sólidos suspendidos (SS), o para sistemas de tratamiento que cuenten con unidades de retención de sólidos aguas arriba
- El flujo puede ser ascendente o descendente, Figura 22

Una limitante a la hora de poner en funcionamiento reactores UASB es la falta de inóculos granulares. La biodigestión anaeróbica produce un residuo menos agresivo que el efluente sin tratar, con mejores aptitudes para riego y un lodo residual estabilizado, que puede disponerse controladamente en el

Figura 20. Biodigestores convencionales de baja tasa.



Figura 21. Biodigestores convencionales de baja taza tipo lagunas encarpadas.

suelo. Los factores determinantes de la producción de biogás son:

Temperatura: Existen tres rangos de temperatura en los que pueden trabajar los microorganismos anaeróbicos: psicrófilos (por debajo de 25°C), mesófilos (entre 25 y 45°C) y termófilos (entre 45 y 65°C).

Trabajar a temperaturas más elevadas permite reducir los tiempos de retención, además de aumentar la producción de metano. Sin embargo, por razones prácticas, la mayoría de los digestores funcionan dentro del rango mesofílico con una temperatura próxima a los 35°C, ya que esta temperatura

combina las mejores condiciones de crecimiento de las bacterias con la mayor velocidad de producción de metano. Por encima de los 45°C hay mayor probabilidad de eliminar los agentes patógenos pero algunas sustancias comienzan a comportarse como inhibidores a esas temperaturas.

pH: Las arqueas metanogénicas son muy sensibles a las variaciones de pH. Por otro lado, las bacterias fermentativas son menos sensibles a estos cambios y pueden funcionar en un rango más amplio, entre 4 y 8,5. La acidogénesis se da en un rango óptimo entre los pH's de 5,5 y 6,5. En general, valores de



Figura 22. Reactor tipo UASB (Up-flow Anaerobic Sludge Blanket).

pH fuera del intervalo 6-8 hacen el proceso inviable, ya que a pH bajo, las formas no ionizadas de los ácidos volátiles reducen la actividad de los microorganismos metanogénicos debido a su elevada toxicidad. Por el contrario, al aumentar el pH se favorece la formación de amoníaco que, en elevadas concentraciones, es inhibidor del crecimiento microbiano.

Alcalinidad: la estabilidad del proceso depende de la capacidad auto reguladora del pH del contenido del digestor, que viene dada por su alcalinidad. Los valores normales de la

alcalinidad en el interior del digestor varían entre 1.500 y 5.000 mg/l como CaCO_3 , siendo el intervalo óptimo 2.000-2.500 mg/l. Cuanto mayor es la alcalinidad, mayor es la capacidad para resistir cambios en el pH.

Relación Carbono/Nitrógeno: se debe mantener una relación C/N adecuada para evitar la acumulación de amonio que conduciría a la inhibición del proceso. La relación C/N ideal es 30/1. Cuando la relación es muy estrecha (10/1) hay pérdidas de nitrógeno asimilable, lo cual reduce la calidad del material digerido. Si la relación es

muy amplia (40/1) se inhibe el crecimiento de las bacterias debido a falta de nitrógeno.

Tiempo de retención: se recomienda mantener el tiempo de retención en un valor alrededor de dos veces mayor que el tiempo necesario para el crecimiento de los microorganismos más lentos, es decir, los metanogénicos.

Sin embargo, el tiempo de retención puede cambiar de un día a otro con el cambio del alimento, o de estación a estación, por el cambio de las temperaturas (en caso de que la temperatura no esté controlada). Por lo tanto, su valor óptimo varía según la tecnología, los detalles del proceso, temperatura, y composición del residuo.

Velocidad de carga orgánica: la producción de biogás es altamente dependiente de la velocidad con que se alimenta el biorreactor con la carga orgánica. Al aumentar la velocidad de carga orgánica, aumenta la población de bacterias acidogénicas que producen ácidos y se multiplican rápidamente. Sin embargo, las metanogénicas crecen más lentamente que las bacterias acidogénicas y necesitan más tiempo para aumentar su población y podrían no ser capaces de consumir todos los ácidos producidos por las acidogénicas al mismo ritmo. Esto conduciría a una caída del pH y, por lo tanto, a una inhibición de la actividad metanogénica.

Sustancias tóxicas e inhibidoras: estas sustancias pueden formar parte de las materias primas que entran al digestor o pueden ser subproductos de la actividad metabólica de los microorganismos anaeróbicos.

Sustancias tales como amoníaco, metales pesados, compuestos halogenados, cianuro y

fenoles, forman parte del primer grupo, en tanto que, sulfuro, amoníaco y ácidos grasos de cadena larga, forman parte del último grupo mencionado.

2-5. Potenciales y rendimientos

Los valores, tanto de producción como de rendimiento en gas de distintos sustratos, presentan grandes diferencias entre distintos autores. Esto es debido al sinnúmero de factores intervinientes que hacen difícil la comparación de resultados, por lo tanto los valores sólo son orientativos.

2-6. Subproductos

En principio se piensa que la principal función de los sistemas de biodigestión anaeróbica, más allá

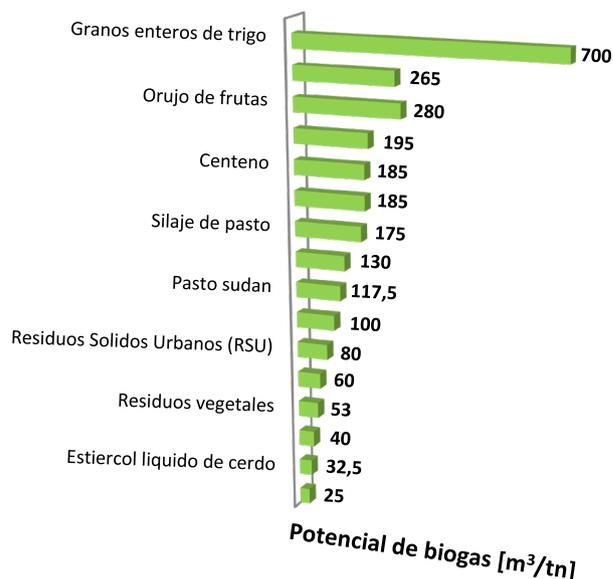


Figura 23. Potencial de producción de biogás de distintos sustratos. Fuente: TecnoRed Consultores S.A

Tabla 6. Productividad de biogás en función del sustrato.

SUSTRATO	m ³ biogás/Tn SV	%CH ₄
Cama de Pollo	350	60
Estiércol de vaca líquido	350	60
Estiércol de porcino líquido	500	65
Estiércol líquido de chanchas madres	400	65
Ensilado de Remolacha Azucarera	716	51
Maíz ensilado (lechoso) alta calidad	590	52
RSU (fracción orgánica)	370	61

Fuente: Coombs 1990.

del tratamiento de efluentes contaminantes es la producción de energía renovable (biogás). Sin embargo, los biodigestores tienen como un segundo objetivo la obtención de biofertilizantes debido al valor agronómico que adquiere el digestato durante el proceso de estabilización de la materia orgánica y la conversión de nutrientes que quedan biodisponibles.

Cuando los digeridos tienen destino agronómico, es importante garantizar que en el proceso anaeróbico no se emplee agua o sustratos con concentraciones de metales pesados u otros tóxicos, ya que éstos persistirán en los productos finales.

La acción de los microorganismos modifica la proporción de nitrógeno inorgánico disponible (N-NH₄⁺) en relación con el nitrógeno total (orgánico + inorgánico), lo que permite una asimilación rápida

por parte de los cultivos y/o su transformación en nitratos en el suelo. En cuanto a la estabilidad del digestato, es importante evitar las pérdidas de nitrógeno por volatilización durante el almacenamiento. El control del pH del producto (menor a 8,0) y de las temperaturas elevadas (>20 °C) junto con la cubierta del espacio de reservorio, evita la evaporación del mismo.

La porción asimilable del fósforo (P) no se ve significativamente afectada por el proceso, que preserva además micronutrientes esenciales para el desarrollo de los cultivos.

Respecto a los metales pesados, su presencia en los biofertilizantes debe contemplar los parámetros con límites máximos que establezca la autoridad de aplicación para cada uso.

El efluente del biorreactor (lodo o fango) denominado “digestato” está constituido por dos partes diferenciadas en sus características: una fase líquida (biol) y una fase sólida (biosol).

El primero puede mejorar el rendimiento de los cultivos hasta un 30%, usándose como fertilizante foliar, o directamente sobre la tierra o como pretratamiento sobre las semillas. Las características dependen de las materias primas incorporadas al biodigestor. La relación de los nutrientes obtenidos (P, K, N, Ca, Mg, entre otros) en comparación a los presentes en los residuos ingresados es casi 1:1. Alrededor del 90% del material que ingresa al biodigestor se transforma en biol. Esto depende naturalmente del tipo de material a digerir y de las condiciones de digestión.

El material concentrado, biosol, es producto de la sedimentación de los sustratos digeridos de la carga del biodigestor y que regularmente se obtiene al momento de realizar el mantenimiento del biodigestor, generalmente, una vez al año. También presenta un valor nutricional, por lo que

puede ser utilizado como biofertilizante, promoviendo la recirculación de nutrientes y brindando la posibilidad de reemplazar parcial o totalmente el uso de fertilizantes sintéticos, disminuyendo su empleo y evitando problemas de contaminación por concentración.

Antes de ser aplicado sobre los suelos, para lograr la transformación de los compuestos asimilables por las plantas (procesos de humificación y mineralización), el biosol necesita ser estabilizado, por ejemplo, mediante el proceso de compostaje. Es mediante este proceso que puede balancearse, de ser necesario, el pH, la relación C/N y controlar la presencia de patógenos.

Se debe tener en cuenta también la posibilidad de utilizar el CO₂ que se obtiene en la purificación del biogás a biometano. La mayor parte de este CO₂ biogénico está actualmente sin explotar, a pesar de que es una fuente de fácil acceso para la obtención de CO₂ concentrado, casi listo para usar. Este gas puede almacenarse lográndose una eliminación absoluta de la atmósfera, es decir conseguir las “emisiones cero”. Tiene múltiples usos comerciales, se utiliza en productos alimenticios en el proceso de embotellado de refrescos y bebidas alcohólicas y para promover el crecimiento de plantas en invernaderos. Otros usos incluyen alimentos envasados, producción de hielo seco, fines médicos, inflado de chalecos salvavidas, etc.

Codigestión

La “codigestión anaerobia” consiste en el tratamiento anaerobio conjunto de residuos orgánicos de diferente origen y composición, con el fin de aprovechar la complementariedad de las composiciones para permitir perfiles de proceso más eficaces, compartir instalaciones de

tratamiento, unificar metodologías de gestión, amortiguar las variaciones temporales en composición y producción de cada residuo por separado, así como reducir costes de inversión y explotación.

La digestión conjunta de dos o más sustratos de diferente origen y composición se constata como una forma de optimización de este proceso, ya que aumenta la producción de biogás. La mezcla de diferentes sustratos, o co-digestión, compensa las carencias de cada uno por separado. Además de esta ventaja, la co-digestión nos permite compartir instalaciones de tratamiento de diversos residuos y compensar las variaciones temporales de producción de cada sustrato, a la vez que reducimos costes de inversión y de explotación.

La co-digestión puede realizarse entre diferentes tipos de sustratos, aunque habitualmente en zonas rurales se hacen a partir de purines, con una baja tasa de producción de metano pero con alto contenido en agua y nutrientes, y con alta capacidad tampón, y otros sustratos fácilmente degradables como residuos de agroindustriales, residuos orgánicos urbanos, residuos animales o cultivos energéticos. En la co-digestión la proporción entre los sustratos utilizados es variable y afecta a la producción final de biogás y a su contenido en metano. En el caso de la fermentación de residuo ganadero y cultivos energéticos la proporción suele ser de 60% residuo ganadero y 40% de residuo vegetal o cultivo energético, pudiendo variar ligeramente, y obteniendo un contenido en metano de entre el 51 y el 55%.

2-7. Características y diferencias técnicas en la provisión de biogás:

En el biogás, además del metano (CH₄), están

presentes otros gases como el ácido sulfhídrico o sulfuro de hidrógeno (H_2S), vapor de agua (H_2O), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), entre otros; los cuales hacen necesaria una limpieza o refinamiento de este biocombustible, en función del uso final que se le vaya a dar. Los usos que se le pueden dar al biogás pueden ser los mismos de cualquier otro combustible gaseoso, dependiendo de la tecnología de producción con la que se cuente y del grado de refinamiento y purificación al que se pueda llegar. De esta manera, si se logran eliminar todos los compuestos diferentes al metano, las posibilidades de usos son las mismas que la del gas natural sea como gas comprimido (similar a GNC) o gas líquido (similar al GNL). Combustión directa en calderas o quemadores.

Para consumo industrial

Generalmente se aprovecha en aplicaciones a escala industrial cuando se usan reactores de sistema continuos, la alimentación del digestor es un proceso ininterrumpido y se genera una gran cantidad de biogás, el efluente que descarga es igual al afluente o material de carga (que entra al digestor), con producciones de biogás uniformes en el tiempo en los sistemas utilizados principalmente para el tratamiento de aguas negras y los que corresponden a plantas de gran capacidad, tipo industrial. En tales casos se emplean equipos comerciales para alimentarlos, proporcionándoles calefacción y agitación, así como para su control. El biogás generado suele ser conducido por medio de sopladores por algún sistema de purificación para la eliminar o disminuir la cantidad de H_2S , para protección de los equipos y luego es utilizado en las calderas.

Para generación eléctrica

El biogás se utiliza en turbinas de gas (microturbinas de 25 kW hasta 100 kW y en turbinas grandes de más de 100 kW) para generar calor y electricidad, con una eficiencia comparable a la de los motores de encendido por chispa y con bajo mantenimiento. Los motores de gas tienen unos límites máximos para la presencia de determinados gases como el sulfuro de hidrógeno, hidrocarburos halogenados y siloxanos. En estos sistemas, el biogás debe estar libre del vapor de agua y del H_2S (presencia menor a 100 ppm). La cogeneración de energía, usando motores alternativos o turbinas para generar electricidad y calor se utiliza en muchos países que cuentan con un sector de biogás desarrollado.

Para consumo residencial

El uso más simple que se le puede dar al biogás es para obtener energía térmica, debido a que no se requiere ningún tratamiento previo. Por ejemplo, para cocinar, calentar agua o iluminación. Este uso, a pequeña escala, está bastante difundido en aquellos lugares donde los combustibles fósiles son escasos como las áreas rurales, mediante el uso de pequeños digestores familiares. Dado que en este caso el requerimiento de calidad del biogás es bajo, solo se necesitan alcanzar presiones de gas de 8 a 25 mbar y mantener niveles de H_2S inferiores a 100 ppm.

Para movilidad

El uso del biogás en el sector transporte es atractivo, debido a que es muy similar en su naturaleza al gas natural, pudiendo aportar los mismos beneficios en vehículos que funcionen a base de este combustible fósil, con la ventaja que el biometano es una fuente de energía renovable. El biogás es ideal para su uso en motores con alta

relación de compresión como en los de diésel, debido a que tiene un octanaje que oscila entre 100 y 110, aunque tenga como desventaja su baja velocidad de encendido. Las principales ventajas que aporta el uso del biogás en este sector son: un efecto nulo sobre el ciclo del carbono, disminución en las emisiones de gases y una reducción en el nivel de ruidos del motor. Las emisiones globales de dióxido de carbono (dependientes de la materia prima usada para la obtención del biogás y del origen de la electricidad necesaria para su refinamiento y compresión), las emisiones de partículas, hollín y NOx, se reducen drásticamente; incluso en comparación con los motores diesel modernos equipados con filtros de partículas. Es por esto que se considera que el biogás tratado y mejorado tiene uno de los mayores potenciales para ser usado como combustible vehicular, en comparación con otros biocombustibles.

2-8. Potenciales Peligros en las Instalaciones de Biogás

La producción de biogás o su derivado, el biometano, tiene sus riesgos asociados y que son similares a las instalaciones de gas natural, solo difiere en la producción, mientras que en las etapas de transporte y almacenamiento pueden considerarse condiciones idénticas.

A continuación se enumeran los riesgos característicos de la producción y almacenamiento de biogás:

- Riesgo sobre personas e instalaciones causado por la formación de una atmósfera explosiva.
- Riesgo sobre personas e instalaciones causado por la formación de llama.
- Riesgo sobre personas por intoxicación.
- Riesgo sobre personas de asfixia

Los riesgos para las etapas de Transporte y Consumo son los siguientes:

- Riesgo sobre personas e instalaciones causado por la formación de una atmósfera explosiva.
- Riesgo sobre personas e instalaciones causado por la formación de llama.
- Riesgo sobre personas por intoxicación.

Además la producción, almacenamiento y transporte de biogás o biometano genera los riesgos derivados correspondientes a cualquier actividad productiva tales como:

- Riesgos mecánicos
- Riesgos eléctricos
- Accidentes y caídas
- Superficie caliente
- Ruido

Tabla 7. Características de inflamabilidad del metano.

CARACTERÍSTICAS DE INFLAMACION DE METANO (CH ₄)		
Densidad relativa (Gravedad Especifica)	0,5	/aire
Límite inferior de inflamabilidad en el aire	5	%
Límite superior de inflamabilidad en el aire	15	%
Temperatura de auto ignición	343	°C

Tabla 8. Características de toxicidad del biogás.

GAS	COLOR	OLOR	MIQ(1) ppm
METANO	NO	NO	-
SULFURO DE HIDROGENO	NO	HUEVO PODRIDO	0,7
METIL MERCAPTANO(5)	NO	AJO FUERTE	0,5
DIOXIDO DE CARBONO	NO	NO	-

3- Relevamiento de materias primas energéticas en Tucumán

La provincia de Tucumán posee un gran potencial bioenergético debido al volumen y a la amplia variedad de fuentes de biomasas secas y húmedas disponibles para producir energía renovable.

3-1. Materias primas

Hay dos grandes grupos de materiales que pueden utilizarse como sustrato para la digestión anaerobia, que se sabe tienen buenos resultados. Por un lado están las biomasas de desechos de la actividad productiva, entre las que se encuentran las de la producción bovina, porcina, avícola y los de las agroindustrias como la vinaza, efluentes de cítricos y frigoríficos y la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos y los líquidos cloacales. Aunque aún no se producen, es potencialmente factible constituir un segundo grupo de biomasas aptas para la obtención de biogás a partir de material vegetal cultivado exclusivamente para alimentar reactores con el fin de producir biogás, denominados genéricamente como “cultivos energéticos”, tal como el sorgo azucarado.

3-2. Residuos agroindustriales en Tucumán

3-3. Residuos Industriales en Tucumán

Además de las industrias cítricas y sueroalcoholeras descritas, pueden encontrarse en el parque industrial tucumano, una amplia variedad de rubros, como ser, las industrias alimenticias, las de bebidas

gaseosas y la cervecera que, por la característica de sus efluentes podrían aportar sustratos potencialmente metanogénicos, aunque en una escala mucho menor frente a las agroindustrias analizadas anteriormente. Los residuos de la industria cárnica, como frigoríficos son fruto de la mezcla de las corrientes llamadas verdes (estiércol y orinas de corrales) y rojas (sangre, grasas y demás restos de la faena). Presentan la ventaja de contar con microorganismos que ingresarán al biorreactor y participarán de la biodigestión de la materia orgánica. Datos del Ministerio de la Producción, dan cuenta que Tucumán es el principal mercado del NOA en materia de carne vacuna y que en la provincia existe una demanda superior a las 310.000 cabezas por año y aquí se faenan sólo 40 mil por año.

3-4. Residuos provenientes de actividades pecuarias

Residuos semisólidos provenientes de actividades pecuarias: En los tambos feedlot y criaderos de cerdos y pollos, al igual que en los frigoríficos, se genera una mezcla de las corrientes de estiércol y orinas de corrales también aptas para la digestión anaeróbica.

Ganado bovino

En la provincia de Tucumán la ganadería bovina se concentra mayormente en el Este de la Provincia, en el departamento Leales, donde predominan las

razas para carne y hacia el Norte, en Choromoro y Trancas, donde se crían mayormente razas lecheras. Se considera a ésta la cuenca lechera más importante del noroeste argentino, con alrededor de 58 productores que superan los 78 mil litros de leche por día, de los cuales la mitad son procesados en la provincia y la otra mitad derivada a Santa Fe.

Ganado porcino

La provincia de Tucumán cuenta con las condiciones agro-ecológicas, sociales e infraestructura apropiadas para la producción porcina. La distribución geográfica de las regiones productoras son, hacia el Sur, el Este y el valle de Trancas.

Casi un 80 % del proceso de la cría porcina en nuestra región es a campo. El engorde es mayormente confinado o cama profunda. Existen en la actualidad más de 1.000 establecimientos registrados a nivel local, con un total de 7.200 madres, que representan el 0,75% del stock nacional.

El 97% de esos establecimientos tiene hasta 50 madres, es decir, son pequeños productores que, por lo general, no están agrupados y cuentan con el 45% del stock de madres. Se trata de emprendimientos que sirven de sustento al grupo familiar, contribuyendo al arraigo rural, donde el cerdo es parte de un sistema diversificado de producción con puntos críticos en todos los aspectos de la eficiencia productiva.

Los productores grandes (con más de 100 madres), representan el 0.8% del total nacional, cuentan con el 36% de las madres de la provincia (esta misma situación se da a nivel nacional).

Producción avícola

La producción avícola, se divide según el propósito, en cría de pollo para carne (pollos parrilleros) y la

cría para la producción de huevos (ponedoras), ambas con características organizacionales distintas. También existe el modelo de cría para la producción con doble propósito (carne y huevo).

Zonas como la cuenca Tapia-Trancas, y los departamentos de Leales y Burruyacu cuentan con extraordinarias condiciones climáticas para la actividad avícola. La zona más limitada, por cuestiones climáticas, para esta actividad es la de los valles calchaquíes.

En la provincia existen aproximadamente 94 granjas avícolas, ubicadas principalmente en los departamentos de Burruyacu y Leales. El resto se distribuye en Cruz Alta, Tafí Viejo y La Cocha. Sobre el total de granjas de la provincia, el 45% se destina a la producción de pollos parrilleros, con un stock aproximado de 540.000 pollos, Un 52% destinado a la producción de huevos de consumo con una existencia aproximada de 750.000 gallinas ponedoras y el 3% restante a otras actividades como recría, reproducción, etc.

Según el modelo de cría que se aplica se genera un residuo denominado “cama” formado por viruta, paja o cualquier material secante mezclado con las deyecciones de los animales en los galpones de cría, el cual periódicamente se extrae y se dispone en suelo, o la “gallinaza”, que es cuando la cría es en jaulas, y consiste mayormente en las deyecciones diluidas en el agua que utilizan para la limpiezas de los galpones. Ambos sustratos tiene un potencial en la producción de metano.

Pese a la gran disponibilidad de este sustrato, en nuestro país no existen plantas de biodigestión de guano de pollo parrillero o gallinas ponedoras. Esto se debe a la baja relación Carbono / Nitrógeno del sustrato, que provoca un exceso de amonio dentro del biodigestor, el cual inhibe el

proceso de metanización. Es conveniente estudiar la co-digestión con otros sustratos de alta relación de carbono/nitrógeno como alternativa para que el proceso ocurra eficientemente determinando las mejores mezclas a utilizar para lograr dar un tratamiento ambiental y económicamente viable a los residuos avícolas.

los denomina por sus siglas FORSU (fracción orgánica de residuos sólidos urbanos). Una vez soterrados en las pilas de disposición final, naturalmente comienzan un proceso de descomposición anaeróbica con generación de biogás, que eventualmente puede ser captado y utilizado. Otro modo de manejo de los RSU, sería la

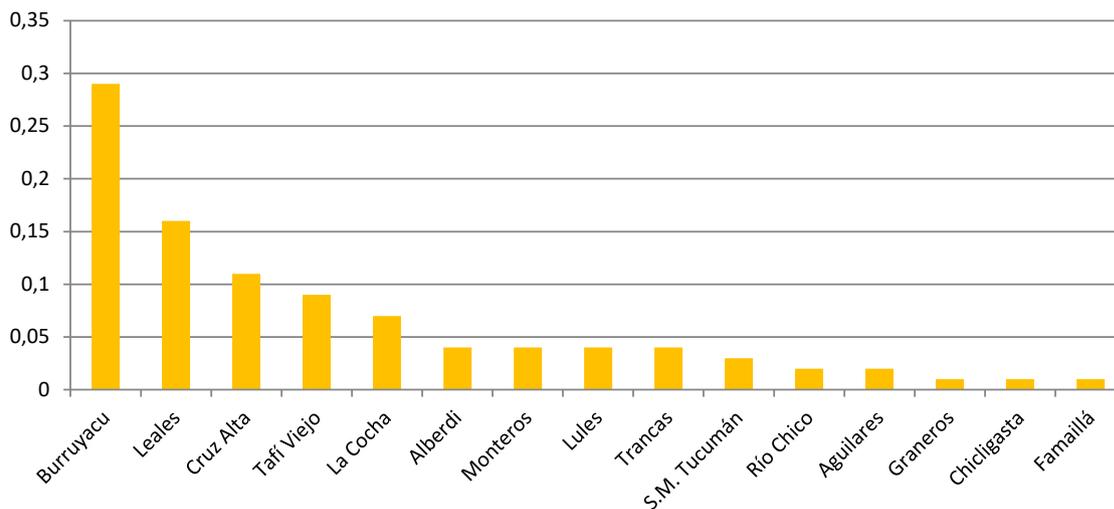


Figura 24. Criaderos de aves por zonas en la provincia de Tucumán.

3-5. Residuos sólidos urbanos

Se denominan RSU a los residuos generados en zonas urbanas, como los domicilios particulares, comercios, oficinas y servicios, así como a todos aquellos residuos que no tengan la calificación de peligrosos y que por su naturaleza o composición puedan asimilarse a los producidos en dichos lugares o actividades. Aproximadamente el 50% en peso de estos residuos son de origen orgánico y se

separación de los FORSU, óptimamente en origen, para su tratamiento en biorreactores para la generación de biogás.

Argentina tiene una legislación incipiente en materia ambiental, que se encuentra en proceso de aplicación. A nivel federal, la Ley General de Medioambiente N° 25.675 (2002), y la Ley de Gestión de RSU N° 25.916 (2004), brindan recomendaciones acerca de la gestión de los RSU.

La provincia de Tucumán acordó abordar en forma conjunta el desarrollo de un sistema de gestión integral de los RSU integrado por los municipios de Alderetes, Banda del Río Salí, Las Talitas, San Miguel de Tucumán, Tafí Viejo y Yerba Buena. Con este fin se constituyó el Consorcio Público Metropolitano (CPM) para la gestión integral de los residuos sólidos urbanos.

El material recolectado se transporta a la planta de transferencia de San Felipe y desde allí, sin realizar separación de los RSU, se trasladan a Overo Pozo (situado a unos 35 Km de SM de Tucumán) para su disposición final.

3-6. Líquidos cloacales

Las aguas residuales urbanas tienen una fracción de materia orgánica que puede ser directamente convertida a metano como ocurre en algunas ciudades del mundo, San Pablo en Brasil o Montevideo en Uruguay, donde utilizan reactores UASB para obtener metano de esos desechos o bien indirectamente a través de las plantas de tratamiento convencional que consisten en un tratamiento aeróbico para eliminar la carga contaminante de los líquidos y un tratamiento anaeróbico para estabilizar los lodos aeróbicos creados en la etapa anterior. Este proceso se lleva a cabo en grandes digestores de

mezcla completa que generan biogás y un lodo estabilizado. Hoy la empresa encargada del tratamiento de líquidos cloacales de la ciudad de San Miguel de Tucumán utiliza un sistema tradicional para el tratamiento de los líquidos cloacales y cuenta con dos digestores anaeróbicos que producen biogás utilizado para el mantenimiento de su propia temperatura; existe un sobrante de gas que no se utiliza y es quemado en antorcha.

3-7. Cultivos energéticos en Tucumán

La Provincia de Tucumán presenta un clima subtropical, que permite la utilización de cultivos de alta biomasa en zonas marginales. En estas zonas se están probando nuevos cultivos con fines energéticos, como por ejemplo el sorgo. Se trata de un cultivo de la familia de las Poaceae, de cosecha estival, usado también para forraje, que para poder estar disponible el resto del año se lo suele someter a un proceso de conserva denominado ensilaje, el cual consiste en el almacenamiento del mismo en reservorios especiales denominados silos, al abrigo del aire, la luz y la humedad exterior. La obtención de biogás a partir de sustratos sólidos (como en el caso de ensilados), se lleva a cabo adecuadamente en un biorreactor de mezcla completa.

3-8. Fuentes de inóculos tucumanos

Todo reactor biológico necesita una carga inicial de microorganismos que son los que van a llevar a cabo el trabajo de degradación de la materia orgánica que en ellos se alimenta. A esa carga se la denomina “inóculo”. Los inóculos pueden provenir de diversas fuentes, desde reactores en funcionamiento hasta lodos de pantanos, o cualquier materia de desecho proveniente del sistema digestivo animal e incluso del humano. Algunos ejemplos de fuentes de lodos son:

Tabla 9. Fuentes de inóculos para biorreactores anaerobios.

Tipo de inóculo	Actividad metanogénica (GCH ₄ -DQO/GSSV·D)	SSV en el lodo (GL)
Lodo granular	0,5 a 1,5	70 a 120
Biopelícula	0,4 a 1,2	ND
Lodos digeridos de aguas residuales domésticas	0,02 a 0,2	15 a 40
Estiércol digerido	0,02 a 0,08	20 a 80
Estiércol fresco	0,001 a 0,002	30 a 140
Laguna anaerobia	0,03	30
Tanque séptico	0,01 a 0,07	10 a 50
Sedimento de laguna	0,002 a 0,005	20 a 50

Fuente: Coombs 1990.

Los sedimentos relevados por la EEAOC de “fuentes naturales”, fueron principalmente lagunas de tratamiento o disposición de efluentes agroindustriales, muchas de las cuales ya no existen. En general la AME para este tipo de inóculos fue de 0,088 y 0,086 gDQO/gSSV.d., mientras que para los lodos proveniente de reactores en

funcionamiento, relevados también por la EEAOC, en el orden de los 0,200 a 0,400 gDQO/gssv.d., según sea el origen de los mismos.

La EEAOC estudió la Actividad Metanogénica Específica (AME) para distintas fuentes de inóculos tucumanos. En la figura a continuación se observan las curvas de producción de metano de los distintos inóculos en iguales condiciones nutricionales y ambientales, de lodos metanogénicos de diferentes orígenes. A partir de estas curvas se puede calcular la Actividad Metanogénica Específica (AME).

Perfiles de producción de metano acumulado

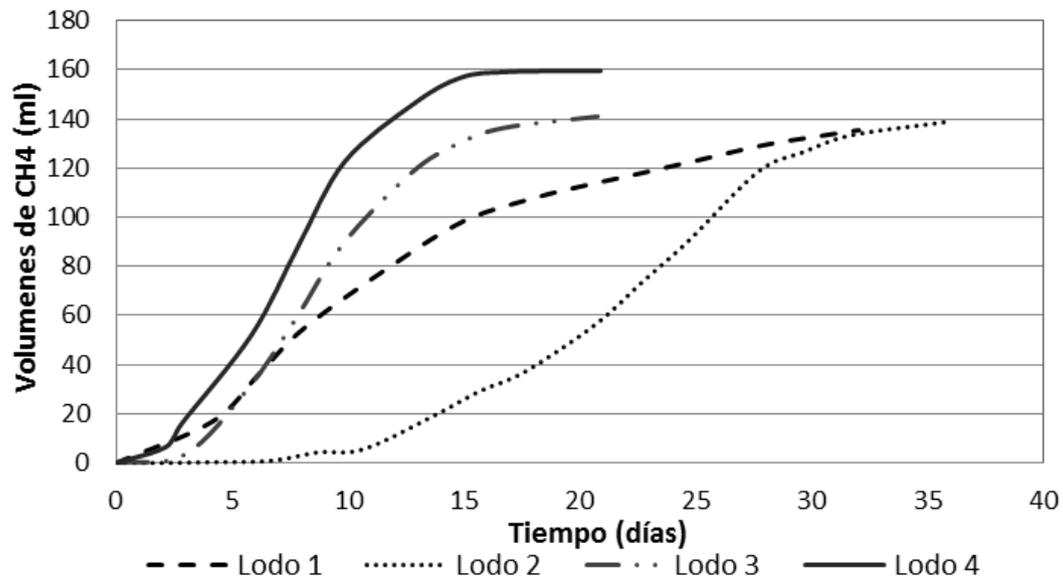


Figura 25. Caracterización de inóculos provenientes efluentes industriales. EEAOC.



Figura 26. Lodos anaeróbicos de sedimentos de laguna.



Figura 27. Comunidad microbiana y gránulos anaerobios al microscopio.

4- Biodigestores en funcionamiento en la provincia de Tucumán

Se detallan a continuación, las tecnologías vigentes para la producción de biogás en instituciones y empresas tucumanas, las características de sus biorreactores, su producción y el destino del biogás producido.

4-1. Biorreactores a nivel industrial

CITRICOLA SAN MIGUEL S.A

La citrícola San Miguel utiliza para el tratamiento de sus efluentes un sistema integrado que consiste en un tratamiento primario, diseñado para remover los sólidos insolubles, compuesto por una serie de filtros parabólicos, seguido de un DAF (Dissolved Air Flotation), que acondiciona el efluente para su entrada al reactor biológico. El reactor biológico fue montado en 2009, con una tecnología UASB adquirido a la Empresa Belga/Francesa Enprotech. El reactor propiamente dicho tiene un volumen de 7.600 m³. Cuando funciona en régimen ingresan 50.000 Kg de DQO diarios, con una eficiencia de remoción del 82% que generan entre 22.000 y 25.000 Nm³ de biogás diarios de los cuales el 70% es utilizado como combustible en una caldera de agua y vapor para calefaccionar el mismo reactor y el 30% restante se quema en una antorcha. Por el momento no cuentan con un sistema de purificación del biogás. El biol del digestato continúa por una etapa de “pulido aeróbico” en una laguna aireada,

donde se reduce al mínimo la carga orgánica, mientras que el biosol es separado y devuelto al reactor para mantener los valores de carga. En caso de haber excedentes los lodos son cedidos para su uso en otros reactores. La mayor dificultad que se presentó a la hora del manejo del reactor fueron la pérdida excesiva de biomasa, por no contar para su arranque con lodos granulares y la acumulación de sólidos inertes en su interior, además de otros problemas de mantenimiento como roturas de paneles internos.

ACHERAL S.A

La citrícola Acheral tiene en operaciones un reactor anaeróbico de alta carga RAAC), tipo UASB con modificaciones que le permiten retener la biomasa dentro del reactor. Se trata de un reactor de 567 m³ de volumen, el cual se alimenta con efluente cítrico que ha sufrido un tratamiento primario de eliminación de sólidos mediante lagunas de sedimentación y tamices parabólicos. El caudal de alimentación es de 890 m³/h que generan unos 8.000 m³/día de biogás (160.200 m³/temporada) con 70% de metano, que son quemados íntegramente en una antorcha.

El digestato que sale del reactor, continúa el tratamiento en un humedal, donde se termina de estabilizar y sirve de fuente para el riego de fincas de la propia empresa.

CITROMAX SACI

Cuenta con un reactor de alta carga tipo UASB, adquirido a la empresa belga/Francesa Enprotech. Se trata de un reactor de sección circular de 7.000 m³ de capacidad volumétrica, alimentado con efluente citrícola despojado de los sólidos suspendidos por un tratamiento primario. El reactor produce alrededor de 20.000 Nm³ de biogás por mes, unos 3.900.000 Nm³/temporada que son utilizados como combustible en una caldera, previo paso por un filtro coalescente, para el calentamiento de agua que se utiliza para mantener la temperatura del propio reactor. El digestato se utiliza para la fertirrigación de fincas que pertenecen a la firma.

COTA LTDA

La citrícola COTA LTDA. tiene en operación desde 2011 un reactor anaeróbico de alta carga tipo UASB para el tratamiento de parte de sus efluentes líquidos. El mismo posee un volumen de 1.000 m³ y fue diseñado por PROIMI (Planta Piloto de Procesos Industriales Microbiológicos).

El efluente que entra al reactor pasa previamente por un tratamiento primario que reduce la concentración de sólidos en suspensión.

La generación de biogás en el biorreactor es íntegramente quemada en una antorcha.

CITRUSVIL S.A.

La citrícola ubicada en la Banda del Río Salí, tiene en operación desde 2009 una planta de tratamiento anaeróbico para los efluentes fabriles que consiste en dos piletas de 38.000 m³ cada una, cubiertas con membranas de polietileno de alta densidad para captar el biogás. En el año 2017 se amplió la capacidad de la planta de tratamiento, cubriendo la piletta de 10.000 m³ que anteriormente funcionaba como piletta de homogenización. El diseño de la

planta corresponde a reactores de contacto y fue llevada a cabo por la empresa Belga-Colombiana Biotec.

Cuando se encuentra en régimen, la planta se alimenta con unos 10.000 m³ diarios de efluente cítrico que previamente son filtrados en un tamiz parabólico para la eliminación de los sólidos suspendidos. Luego son distribuidos dentro de los reactores anaeróbicos. El biogás generado, unos 5.500.000 m³ por temporada, alimentan a su vez motogeneradores para producir 3 MW de potencia, los que son entregados a la red eléctrica en el marco del programa nacional RenovAR.

Por otro lado la fracción sólida del digestato es recirculada al reactor y la parte líquida, unos 1.400.000 m³ por temporada se utilizan para fertirrigación de cultivos propios.

CALSA S.A.

En la comuna de El Manantial, se encuentra un reactor anaeróbico de baja carga del tipo BVF (Bulk Volumen Fermenter), perteneciente a la fábrica de levaduras e insumos de panadería CALSA S.A. Se trata de un reactor encarpado de sección rectangular, que tiene 38.000 m³ de volumen. Alimentado con mosto agotado de fermentación aeróbica preparado a base de melaza de caña de azúcar a una carga menor de 1 Kg DQO/m³ de reactor por día. Produce 4.500 Nm³/día de biogás, el cual no cuenta con un sistema de purificación y se usa como combustible en calderas de generación de vapor para uso propio en la planta de producción. El biogás producido por temporada estaría en el orden de los 1.642.500 Nm³/año. El digestato recibe un postratamiento aeróbico en un reactor aireado y luego se separan los sólidos en un clarificador secundario.

El reactor fue diseñado y construido por la empresa canadiense Evoqua y se encuentra

operativo desde el 2011. El mayor problema que presentó en su manejo es la corrosión que produjo el biogás por la elevada cantidad de H_2S que presenta.

INGENIO Y DESTILERIA LA TRINIDAD

En el año 2010 el Ingenio La Trinidad puso en funcionamiento un reactor tipo UASB de 500 m^3 de volumen cuya ingeniería compró a la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Chile. El reactor se alimenta con vinaza, la que sufre un proceso de eliminación de sólidos insolubles por sedimentación antes de entrar al reactor. Originalmente el reactor fue proyectado para trabajar con $15\text{ KgDQO/m}^3\cdot\text{d}$, en un diseño modular, el cual podía tratar hasta el 10% de la producción de vinaza. Actualmente el único módulo UASB construido funciona a un 20% de su capacidad, debido principalmente a la falta de lodos granulares, que provocan dificultades de manejo, como ser la pérdida de biomasa activa con el digestato.

Si bien la planta no cuenta con un caudalímetro de gas se estima, a través de cálculos teóricos, que la producción promedio de biometano es de 1.930 Nm^3 de CH_4 /día. Esto significaría un aproximado de 405.300 Nm^3 /temporada. Gas que se quema íntegramente en una antorcha. Por su parte el digestato producido es dispuesto en suelo no productivo junto con la vinaza restante.

En estos 13 años de operación las principales dificultades estuvieron ligadas al manejo estacional del reactor, ya que por las características propias de la zafra el reactor permanecía hasta 5 meses sin alimentación, lo que va en detrimento de la producción de lodos y consecuentemente en el bajo rendimiento de la planta de tratamiento. Por otro lado se reportaron problemas relacionados al

mantenimiento del equipo en general, como pérdidas y filtraciones de biogás por las campanas de captación y las cañerías de colección, que producen alta corrosión en todos los materiales ferrosos, debido a la presencia de sulfuro de hidrógeno en altas concentraciones presente en el biogás.

SOCIEDAD AGUAS DEL TUCUMAN (SAT)

La planta depuradora de líquidos cloacales ubicada en la localidad de San Felipe al sur de la ciudad de San Miguel de Tucumán, cuenta con dos biodigestores anaeróbicos, termofílicos. Cada uno con un volumen de 4.300 m^3 , que son alimentados con lodos mixtos proveniente de los sedimentadores primarios y secundario de la línea de agua de la planta de tratamiento de líquidos. La producción promedio de biogás es de 3.600 Nm^3 diarios, unos $1.314.000\text{ Nm}^3$ anuales, los que son purificados a través de una torre de lavado cáustico. El gas lavado es utilizado en una caldera de 750.000 Kcal/h . que sirve para calentar agua para el sistema de calentamiento de los propios biodigestores a $65\text{ }^\circ\text{C}$. La fracción líquida del digestato vuelve a la planta de tratamiento de líquidos, mientras que los sólidos son espesados y dispuestos como relleno.

CONSORCIO PÚBLICO METROPOLITANO PARA LA GIRSU DE TUCUMÁN. Planta de Overo Pozo.

Mediante el proyecto GEF ARG 16/g23. “Modelos de negocios sostenibles para la producción de biogás a partir de residuos sólidos urbanos orgánicos”, el consorcio Metropolitano para la GIRSU de Tucumán, está ejecutando un plan de tres etapas para la captación del biogás generado en una de las celdas de disposición de los RSU y su uso en una planta de generación eléctrica.

Las etapas proyectadas son:

1. Captación del biogás
2. Acondicionamiento de biogás
3. Generación de energía eléctrica.

Hasta el momento se instalaron los sistemas de captación de biogás en una de las celdas más antiguas que posee el relleno sanitario. La captación se realiza mediante tubos perforados de PVC dispuestos en 15 pozos distribuidos en la celda con una profundidad de 15 m cada uno. En etapas posteriores se instalará un sistema de presurización del biogás recogido, que elevará mediante un soplador la presión del biogás a 500 mm c.a, una antorcha para quemar el sobrante de biogás o en caso de contingencias y un sistema de acondicionamiento del biogás que esencialmente elimina el sulfuro de hidrógeno y los siloxanos para preservar la vida útil de los equipos. Por último el biogás acondicionado será utilizado en un motor de combustión interna de 160 HP adaptado para funcionar con gas; el consumo de este se encuentra en el orden de los 30 m³ /hr de gas al 100% de carga. El mismo impulsará un generador que erogará 140 kVA o 112 kW de potencia eléctrica.

Una vez concretado el proyecto, la energía eléctrica generada será utilizada para alimentación propia, tanto para iluminación del predio como para su uso en talleres de mantenimiento, en oficinas y demás necesidades. Es decir, el relleno sanitario de Overo Pozo, se autoabastecería de energía eléctrica y se planea que, una vez en funcionamiento, se establecerán contactos con la empresa EDET para analizar la posibilidad de inyectar la energía remanente a la red local.

4-2. Biorreactores a nivel piloto

Distintas instituciones de investigación tienen en su poder biorreactores pilotos que fueron o son utilizados para llevar a cabo distintos tipos de ensayos. Un relevamiento de esos sitios, arroja:

ESTACIÓN EXPERIMENTAL AGROINDUSTRIAL OBISPO COLOMBRES:

En la localidad de Colombres en el departamento de Cruz Alta, la EEAOC se encuentra trabajando en la construcción un reactor piloto de 10.000 litros del tipo mezcla completa, el cual se alimentará con una mezcla de vinaza y cachaza, aportada por un ingenio de la zona. Está previsto que el biogás generado, previa filtración, sea utilizado en la cocina comunitaria de la congregación religiosa “Pueblo de Dios”. La producción de biogás, esperada, para este proyecto es de 10 Nm³/diarios.

En el Centro de Interpretación Ambiental (CIAT) de la municipalidad de Tafí Viejo, se encuentra, en etapa de construcción, un reactor piloto de 10.000 litros, diseñado por la EEAOC que será alimentado con la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos del municipio. Se espera que cuando esté funcionando el reactor, produzca unos 30 Nm³/diarios de biogás que, se prevé utilizar en la cocina del comedor de dicha institución. La finalidad de este proyecto es educativa.

En sus instalaciones de El Colmenar, en las Talitas, la EEAOC tiene en funcionamiento un reactor de mezcla de completa de 1.000 litros, que se utiliza para hacer ensayos sobre el potencial de metanización de diferentes sustratos. El último ensayo fue la codigestión de cachaza con vinaza. El biogás generado después de ser cuantificado se quemaba en quemadores.

En la localidad de Acheral, en la planta industrial de Citromax, a través de un convenio entre esa empresa y la EEAOC, se encuentra un reactor anaeróbico piloto de 150 litros tipo UASB que se alimenta con efluentes citrícolas al cual se le adicionan distintas cantidades de vinaza a los fines de investigar su impacto en la calidad y cantidad de los lodos anaeróbicos y el correspondiente impacto en la producción de biogás y en la degradación de la materia orgánica. El biogás generado se quema en quemador.

INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGIA AGROPECUARIA (INTA)

La Estación Experimental Famaillá del INTA firmó en 2012 un convenio de cooperación técnica con la empresa Biotec Internacional SC (Bélgica) de amplia experiencia en el rubro, instalando una planta piloto de biodigestión con el objetivo de determinar el potencial de uso de las vinazas tratadas en fertirriego del cultivo de la caña de azúcar, evaluar la evolución de los parámetros físicos y químicos en las parcelas bajo tratamiento, valorar la producción cultural y fabril del cultivo y analizar las posibles consecuencias ambientales de la aplicación de las vinazas como fertilizante sobre los cultivos, según dosis y forma de aplicación, hasta recomendar formas de aplicación.

INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGIA INDUSTRIAL (INTI)

El INTI cuenta con una planta piloto con un biorreactor de 50 litros de capacidad, del tipo UASB el que está previsto funcione como reactor de prueba para realizar ensayos con distintos sustratos industriales. El piloto se encuentra en la Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología de la UNT.

PROIMI (Planta Piloto de Procesos Industriales Microbiológicos)

Desde su creación en 1978 el Proimi encaró la biodigestión de residuos de la actividad alcoholera en la provincia de Tucumán con el diseño y construcción del primer reactor piloto para tratamiento de vinazas en el predio de Alcolgas en Santa Lucía en 1981. Hoy cuenta con un reactor tipo UASB de 150 litros y 4 m de altura que en este momento está en desuso. Todas las otras pruebas o ensayos que fueron publicados por distintos investigadores de esta institución son de escala de banco o laboratorio de 5, 10 o 15 litros.



Figura 28. Construcción del reactor de mezcla completa para obtención de biogás a partir de cachaza y vinaza. Comunidad Pueblo de Dios, Colombres, Tucumán. EEAOC.

5- Potencial de valorización de subproductos.

5-1. Subproductos de la biodigestión anaerobia y su utilización

5-1-1. Digestatos

Los digestatos obtenidos a partir de lodos de depuradoras, purines y estiércol, residuos agroalimentarios o cultivos energéticos, se caracterizan por tener alto contenido en fibras y partículas grandes, materia orgánica, nitrógeno (N), fósforo (P) y potasio (K). Por esta razón, ante la normativa que establece un valor límite para la cantidad de nitrógeno por hectárea anuales que pueden ser aplicados mediante el uso de fertilizantes orgánicos y minerales, la aplicación de los digestatos de forma directa en los suelos queda restringida. Previamente, deberán someterse a procesos de acondicionamiento y tratamiento.

El digerido que se obtiene tras el proceso de digestión anaerobia suele presentar menores cantidades de materia orgánica y sólidos totales (60-80%) que el residuo orgánico de partida. Tras la separación y tratamiento de las fracciones sólidas y líquidas, sus usos pueden ser:

En el ámbito agronómico, empleando la fracción líquida en el regadío de zonas agrícolas cercanas a la planta de biogás. En las industrias ubicadas en las inmediaciones de la planta de biogás, regadío de jardines, campos de golf, etc. como enmienda orgánica (fracción sólida). Como productos agronómicos de valor

agregado, mediante la extracción de nutrientes individuales fraccionados que sirvan para su uso como fertilizantes minerales. Esta extracción fraccionada también puede derivarse para su uso en la industria química.

El aprovechamiento de los digestatos como productos de valor agregado es un paso necesario para cerrar el ciclo de los nutrientes, además de mejorar la eficiencia y rentabilidad de las plantas de biogás. Algo de especial interés para las plantas de biogás agroindustrial de autoconsumo.

Este manejo de los residuos orgánicos para la obtención de energía y el uso de los digestatos como valiosos fertilizantes orgánicos está cada vez más presente en Europa, en su avance hacia una industria agroalimentaria sostenible basada en el modelo de economía circular.

5-1-2. Dióxido de carbono

Se conoce como carbono biogénico a las emisiones relacionadas con el ciclo natural del carbono, así como las resultantes de la combustión, cosecha, digestión, fermentación, descomposición o procesamiento de materiales de base biológica.

Ejemplos de diferentes fuentes de carbono biogénico:

- CO₂ de la combustión de biogás recogido de la descomposición biológica de residuos en

aproximadamente el 60-80% del contenido total de nitrógeno, pero en el caso de una materia prima como los residuos de comida de cocina puede llegar al 99%. La proporción media entre P y K es de 1:3. La presencia de estos compuestos en el digestato, lo convierten en una fuente potencialmente viable para enmendar el suelo agrícola de determinados cultivos.

En función de su origen, los biorresiduos pueden contener agentes patógenos que, si no se gestionan adecuadamente, pueden provocar la propagación de enfermedades humanas, animales o vegetales. El control de calidad de la materia prima es la forma más importante de garantizar un producto final de calidad. El contenido y la calidad de los residuos que llegan al emplazamiento deben caracterizarse lo más exhaustivamente posible antes de ser suministrados.

En la provincia de Tucumán las alternativas de uso del digestato pueden ser:

- Empleando la fracción líquida para el riego de zonas agrícolas especialmente las cercanas a la planta de biogás.
- El uso en regadío de jardines, campos de golf, etc.
- La fracción sólida se puede utilizar como enmienda orgánica.
- Como productos agronómicos de valor añadido, mediante la extracción de nutrientes individuales fraccionados que sirvan para su uso como fertilizantes minerales. Esta extracción fraccionada también puede derivarse para su uso en la industria química.

Con respecto a esta última alternativa, vale mencionar el caso de un tucumano radicado en Cataluña, el Ing. Roberto Estéfano Lagarrigue, quien creó y patentó el sistema AMMONEVA-BEDA para la obtención de fertilizantes a partir de los líquidos

derivados de la digestión anaerobia en los tratamientos de residuos orgánicos agroindustriales y de deyecciones ganaderas para su valorización utilizando energía renovable en el proceso.

A nivel nacional existe una norma técnica, publicada como resolución de la secretaria de gobierno de ambiente y desarrollo sustentable, la RESOL-2019-19-APN-SGAYDS#SGP para la aplicación agrícola de digerido proveniente de plantas de digestión anaeróbica, la cual tiene por objeto fijar los criterios generales y establecer los requisitos mínimos que debe cumplir el digerido proveniente de plantas de digestión anaeróbica, a efectos de asegurar que su aplicación agrícola sea sustentable y promover la valorización agronómica del digerido debido a su contenido de nutrientes y otras propiedades intrínsecas que lo hacen potencialmente benéfico para suelos y cultivos, protegiendo la salud de las personas, animales y el ambiente.

El aprovechamiento del digestato como productos de valor agregado es un paso necesario para cerrar el ciclo de los nutrientes, además de mejorar la eficiencia y rentabilidad de las plantas de biogás. Algo de especial interés para las plantas de biogás agroindustrial de autoconsumo.

Eventualmente los digestores, sobre todo los de alta carga requerirán de una purga de sólidos contenidos en el reactor. Parte de ese lodo (compuesto por agua, materia inorgánica, materia orgánica no digerida y biomasa bacteriana) con elevada actividad metanogénica podría ser comercializado para inocular nuevos reactores o reactores que necesiten de biomasa activa. El sobrante, puede ser dispuesto como enmienda orgánica en suelos o utilizado en compostaje debido a su contenido de nitrógeno, fósforo y potasio, entre otros nutrientes.

vertederos, tratamiento de aguas residuales o procesos de gestión de estiércol.

- CO₂ de la combustión de la fracción biológica de residuos sólidos urbanos o biosólidos.
- CO₂ derivado de la combustión de material biológico, incluidas las materias primas derivadas de los bosques y la agricultura.

El desafío específico es utilizar el carbono gaseoso biogénico como materia prima para la industria de base biológica a través de la conversión directa en productos químicos o intermedios de base biológica.

El dióxido de carbono o gas carbónico tiene múltiples usos industriales. Como agente extintor de incendios, es de uso obligatorio en los vehículos automotores tanto de carga, pasajeros o de uso particular.

En la industria alimentaria, se utiliza en bebidas carbonatadas para darles efervescencia. También se puede utilizar como ácido inocuo o poco contaminante. La acidez puede ayudar a cuajar lácteos de una forma más rápida y por tanto barata, sin añadir ningún sabor, y en la industria se puede utilizar para neutralizar residuos alcalinos sin añadir otro ácido más contaminante como el sulfúrico.

En agricultura, se puede utilizar como acidulante del suelo, se puede añadir para bajar el pH, evitar los depósitos de cal y hacer más disponibles algunos nutrientes del suelo.

Se utiliza en invernaderos y cultivos interiores para aumentar el CO₂ del ambiente mediante combustión (propano o gas natural) o inyección de CO₂ líquido puro y conseguir un aumento de la cosecha.

También en refrigeración se utiliza como una clase de líquido refrigerante en máquinas

frigoríficas o congelado como hielo seco. Este mismo compuesto se usa para crear niebla artificial y apariencia de hervor en agua en efectos especiales en cine y espectáculos.

Otro uso que está incrementándose es como agente extractor cuando se encuentra en condiciones supercríticas, dada su escasa o nula presencia de residuos en los extractos. Este uso actualmente se reduce a la obtención de alcaloides como la cafeína y determinados pigmentos, pero una pequeña revisión por revistas científicas puede dar una visión del enorme potencial que este agente de extracción presenta, ya que permite realizar extracciones en medios anóxicos, lo que permite obtener productos de alto potencial antioxidante. La temperatura y presión críticas del dióxido de carbono se puede modificar mediante la adición de otras sustancias conocidas como fluidos dopantes, lo que es útil para determinadas aplicaciones, como su uso en ciclos termodinámicos para la generación de electricidad. La combinación del CO₂ con dichos fluidos se denomina mezcla de dióxido de carbono supercrítica.

Junto con el agua, es el disolvente más empleado en procesos con fluidos supercríticos.

5-2. Alternativas para la utilización de los subproductos en Tucumán

Los principales parámetros para evaluar la calidad del digestato cuando se utiliza para aplicaciones agrícolas son el pH, los nutrientes (nitrógeno, fósforo y potasio, principalmente), los sólidos totales (ST), los sólidos volátiles (SV) y el carbono total (CT). Esta composición depende de la materia prima y del tipo de sistema de digestión anaerobia. Por lo general, el contenido de amoníaco del digestato representa

6- Consultores y proveedores nacionales de equipos e insumos específicos para la producción de biogás

Como fuente de consultores y proveedores nacionales de equipos e insumos específicos para la producción de biogás se consigna la información brindada por Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER), una asociación sin fines de lucro que tiene por objeto fomentar el desarrollo sostenible del mercado de energía a partir de fuentes renovables, incluyendo bioenergías, energía eólica, energía solar FV, geotérmica, solar térmica, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, mareomotriz y undimotriz, entre otras tecnologías.

Fundada en 2008, CADER es el referente de la industria de energías renovables en Argentina, y actúa como órgano de coordinación e interacción entre una amplia gama de actores: autoridades nacionales y provinciales, comunidad empresarial, sociedad, sindicatos, instituciones académicas y organizaciones no gubernamentales, entre otros.

Entre los miembros asociados a CADER y relacionados a producción de biogás se encuentran empresas tales como:

- Las dedicadas a la generación de energía eléctrica mediante la digestión anaeróbica de efluentes porcinos y diversos residuos orgánicos industriales, y el uso agrícola del digestato como enmienda orgánica capaz de sustituir el uso de fertilizantes sintéticos.
- Empresas nacionales e internacionales que

proponen una solución integral de negocios y brindan proyectos “llave en mano”, dirección de obra y equipamiento nacional e importado con los máximos estándares de calidad y a precios competitivos.

- Empresas de investigación, ingeniería y construcción especializada en bioenergía para la ejecución de proyectos de plantas de biogás y biodiesel, en asociación con partners internacionales de reconocido prestigio.
- Consultores especializados que asesoran a Organismos Públicos, Cooperativas de Servicios Públicos y Empresas Privadas en las distintas áreas del sector energético, diseñando obras en el área Biogás, Gasificación, Gas Natural, GNC, Electricidad, Agua y Tratamiento de Efluentes.
- Empresas que se dedican al mantenimiento, asesoramiento técnico, reparación de motores, venta de repuestos, servicio técnico en el campo en la producción de bioenergía.

Puesto que gran parte de los sistemas de biodigestión anaerobia del país nacieron por la necesidad de tratar las corrientes de efluentes con alto contenido de materia orgánica, las empresas vinculadas al tratamiento de residuos tanto industriales como agropecuarios y urbanos realizan importantes aportes a la tecnología de la generación

de biogás como subproducto de su actividad.

Además de CADER, se destaca en el rubro, la Cámara Empresaria de Medio Ambiente (CEMA), una organización integrada por compañías que proveen bienes y servicios para la preservación del ambiente y la mejora de la calidad de vida y que cuenta con publicaciones y documentos relacionados

con las bioenergías, así mismo, posee una guía de sus asociados en la que se encuentran asesores legales, consultores especializados, empresas de investigación, ingeniería y construcción especializada en tratamiento de efluentes que ejecutan proyectos de plantas de biogás, asistencia técnica y laboratorios especializados.

7- Investigación y desarrollo en la provincia de Tucumán

7-1. Organismos de Ciencia y Tecnología, constructoras y consultores

Con una política de estado que dirige las inversiones hacia la explotación de combustibles tradicionales es poco común encontrar equipos de trabajo altamente especializados en biogás como fuente de energía. Los que hay son relativamente nuevos y enfocados más en resolver la parte ambiental del tratamiento de sus residuos que el aprovechamiento del biogás. Así por ejemplo dentro del Instituto de Tecnología Industrial (INTI), en Tucumán, existe un equipo de profesionales con experiencia en el tema e incluso cuentan con un reactor piloto para realizar pruebas de diferentes efluentes y así poder estudiar su comportamiento. Por otro lado el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA), tiene en distintas partes del país, grupos de profesionales especializados en tecnologías para generación de biogás, especialmente a partir de residuos agropecuarios, sobre todo en las estaciones de Castelar en Buenos Aires y en varias de Córdoba y Santa Fe, sobre todo a lo largo de la cuenca lechera.

En Tucumán, la estación experimental de INTA en Famaillá, en 2016 hizo algunas experiencias con un biodigestor de vinaza, enfocado en el tratamiento integral de ese efluente, esa línea de trabajo no continuó.

El PROIMI, instituto de investigaciones dependiente del CONICET, fue pionero en la provincia con respecto al estudio de la digestión anaeróbica.

Comenzó a en los años 80, en el momento de la implementación del plan alconafita en la provincia. Fueron los primeros en probar la vinaza como sustrato para su tratamiento anaeróbico en reactores de distintas tecnologías. Proyectaron e instalaron un reactor UASB en el ingenio Santa Lucia, con fines de estudio. Cuenta con varias publicaciones científicas e incluso con un reactor industrial tipo UASB hoy instalado en una citrícola.

EEAOC: La estación experimental agroindustrial “Obispo Colombes” de Tucumán es el único organismo de Ciencia y Tecnología de dependencia provincial y el que ha venido trabajando de forma sostenida hace 16 años para el desarrollo de las tecnologías de digestión anaeróbica con los residuos agroindustriales. Dentro del Área de Ingeniería y Proyectos, existe un equipo de profesionales con amplia experiencia en el estudio de la digestión anaeróbica, con experiencia en diseño, armado y seguimiento de reactores anaeróbicos de distintas configuraciones. Además de prestar servicios de laboratorio y asesoramiento a las industrias que en la actualidad cuentan con plantas de estas características.

La EEAOC cuenta con planes de investigación que abarcan diferentes estudios sobre la producción de bioenergía. En este sentido, su labor incluye el desarrollo de ensayos sobre temas de producción de bioetanol para uso combustible a partir de caña de



Figura 29. Construcción biorreactor PROIMI. Santa Lucía - 1984.

azúcar y, más recientemente, a partir de sorgo sacarífero.

La provincia de Tucumán y el Noroeste Argentino cuentan con innumerables alternativas para la producción de biogás, en todos los niveles de calidad y cantidad, en consistencia con la política de generación de energía distribuida.

Una línea de trabajo está referida al aprovechamiento del residuos agroindustriales y

cultivos energéticos como sustrato para la producción de biogás; por ejemplo, como se dijo anteriormente, el sorgo sacarífero, que se puede desarrollar en áreas marginales a la zona cañera de Tucumán, en tierras de menor valor donde las precipitaciones no superan los 500 mm /año, con la ventaja que, en general, se concentran en el período estival que es cuando se puede sembrar este tipo de sorgo.

Estas tecnologías brindarán la posibilidad de agricultores, ganaderos y granjas de poder contar con su propia energía con métodos simples y de manera económica. Para ello se estudiarían las materias primas y los microorganismos presentes en la región.

7-2. Vacancias de capacidades

Tucumán cuenta con un gran potencial para el desarrollo del biogás como energía renovable, no obstante también tiene carencias. Una de las principales es la falta de inversiones para la investigación y desarrollo tanto en la generación de las tecnologías como para su adaptación al medio local.

También se pueden mencionar la falta profesionales capacitados en el manejo de biorreactores o empresas especializadas en la instalación y manejo de estos sistemas que puedan asesorar a los interesados.

Se pudieron detectar algunas empresas especializadas en el rubro biogás, pero todas ellas con asiento en otras provincias, principalmente Córdoba y Buenos aires, como por ejemplo la empresa bioeléctrica, que cuenta con varias plantas de generación de electricidad con biogás en las provincias de Córdoba y San Luis y Adecoagro, una empresa con sucursales en Argentina, Brasil y Uruguay, que tiene un biodigestor produciendo 1,4 MW de potencia eléctrica en la provincia de Santa Fe.

En la provincia de Tucuman no encontramos empresas especialistas en el rubro. Los biodigestores que se encuentran en funcionamiento fueron adquiridos a empresas foráneas, como EMPROTECH (Bélgica), BIOTEC (Colombia), EVOQUA (Canadá).

Otra vacancia importante en cuanto a las capacidades técnicas, es la faltante de inóculos, o quienes lo produzcan o al menos comercialicen, especialmente los del tipo granular para abastecer los volúmenes requeridos en los biodigestores.

8- Marco legal y regulatorio de la producción de biogás

8-1. Marco legal Internacional

Con el objetivo de reducir el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), numerosas legislaciones a nivel mundial se han enfocado en promover la producción de energías renovables y la lucha contra el cambio climático. Por lo que, la generación de energía renovable a escala global ha ido aumentando en las últimas décadas, alcanzando 2.378 GW de capacidad de potencia instalada a nivel mundial en 2018, lo que indica que la transición de energías fósiles a renovables está en auge. El biogás constituye uno de los subproductos de la digestión anaerobia de residuos con mayor potencial de revalorización como energía renovable por su alto contenido de metano. Además, se trata de una materia prima adecuada para la producción de un biocombustible de calidad similar al gas natural, denominado biometano.

En el ámbito internacional, el biogás se ha generalizado para usos residenciales, comerciales e industriales a diferentes escalas.

La Organización Internacional de Normalización (ISO) es una organización independiente y no-gubernamental formada por las organizaciones de normalización de sus 167 países miembros. Es el mayor desarrollador mundial de estándares internacionales voluntarios y facilita el comercio mundial al proporcionar estándares comunes entre países generando la normativa internacional, en algunos casos certificable, que se vinculan al biogás.

La norma ISO 20675:2018 define los términos y describe las clasificaciones relacionadas con la producción de biogás por digestión anaeróbica, gasificación de biomasa y conversión de energía eléctrica en gas a partir de fuentes de biomasa, acondicionamiento, mejora y utilización de biogás desde una perspectiva de seguridad, ambiental, rendimiento y funcionalidad, durante las fases de diseño, fabricación, instalación, construcción, ensayo, puesta en marcha, recepción, operación, inspección periódica y fases de mantenimiento.

Las instalaciones de biogás se aplican, entre otros, en instalaciones industriales como fábricas de alimentos y bebidas, instalaciones de tratamiento de aguas residuales, de tratamiento de residuos, vertederos, instalaciones agrícolas a pequeña escala e instalaciones domésticas a pequeña escala.

La norma ISO 23590:2021 cubre los requisitos para el diseño, instalación, operación, mantenimiento y la seguridad de los sistemas de biogás domésticos (HBS, por sus siglas en inglés), que producen biogás en una cantidad equivalente a una capacidad de instalación de menos de 100 MWh por año. El documento se aplica a los HBS que comprenden tuberías y equipos con presiones inferiores a 5 kPa. Cualquier equipo o aparato conectado a un HBS o que utilice la energía del biogás de un HBS, no forma parte del alcance de este documento.

La norma ISO 22580:2020 considera el uso de antorchas para plantas de biogás, se aplica a la

combustión de biogás tal como se define en la norma ISO 20675. Los propósitos principales de este documento son garantizar antorchas seguras, prevenir riesgos para la salud debido a gases peligrosos y atmósferas explosivas y reducir la emisión de los gases de efecto invernadero como el metano.

En Alemania existen tres principales asociaciones que dictan códigos y estándares técnicos relacionados con la producción de biogás: la Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), (Asociación Técnica y Científica Alemana del Gas), la Fachverband Biogas (FVB) (la Asociación Alemana del Biogás) y la Deutschen Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall (DWA) (la Asociación Alemana del Agua, las Aguas Residuales y los Residuos). Entre las normas técnicas dictadas se encuentran las regulaciones sobre, instalaciones para el acondicionamiento e introducción del biogás en las redes de suministro de gas, directivas para proyecto, construcción y operación de tuberías de biogás, de hasta 5 bar de presión operativa y protección contra explosiones de instalaciones para el suministro de gas. El objeto de esta última norma es proporcionar protección contra incendio y explosión específicamente para las tuberías que transportan biogás, externas a la planta de producción.

En Francia el reglamento Arrêté du 10/11/09 relativo a los requisitos generales aplicables a las instalaciones clasificadas de metanización sujetas a declaración bajo el epígrafe 2781-1, establece requisitos generales para plantas de biogás que tengan como sustrato materias vegetales crudas, estiércol, residuos de materias vegetales e industrias alimentarias.

El mismo establece: controles periódicos de la instalación, normas de emplazamiento, prohibición de habitaciones en edificios de la planta, resistencia

al fuego, evacuación de humos, cercado de la instalación, accesibilidad en caso de siniestro, ventilación, puesta a tierra de los equipos, contención de derrames en los locales de trabajo y en los cubos de retención, aislamiento de redes de recolección, tanques de metanización, características de las tuberías y almacenamientos de biogás, tratamiento del biogás, almacenamiento de digerido, operación y mantenimiento, riesgos, resguardo del uso y contaminación de aguas, aire y olores, desechos y cierre y abandono de la instalación.

En Estados Unidos se aplica la norma NFPA 820 - Standard for fire protection in wastewater treatment and collection facilities (Norma para la protección contra incendio en instalaciones de tratamiento y recolección de aguas residuales). El objeto de esta regulación es proporcionar un grado de protección contra incendio y explosión para las personas, la propiedad, la continuidad de operación y el medio ambiente. Se busca reducir o eliminar los efectos del fuego o explosión manteniendo la integridad estructural, controlar la extensión de las llamas y la generación de humo, previniendo el escape de tóxicos de la combustión y manteniendo las condiciones de servicio y operación de la instalación.

Entre las disposiciones más relevantes pueden citarse las siguientes: Procesos de tratamiento de sólidos Establece criterios mínimos de protección contra riesgos de fuego y explosión asociados a procesos de tratamiento de sólidos. Se incluyen riesgos de digestores anaeróbicos, con techo fijo y techo flotante; salas de control de digestores anaeróbicos; salas de proceso de biogás; almacenamientos de biogás sobre digestores; quemadores de gas desechado; túneles bajo tierra que contienen tuberías de gas natural o tuberías de biogás. No es aplicable a sistemas de tratamiento de

desechos sólidos industriales.

La NFPA 820 no regula: Distancias de seguridad desde gasómetros a propiedades vecinas. Clasificación de zonas con riesgo de atmósferas explosivas para gasómetros. Características de las tuberías de conducción del biogás hasta el límite de la planta.

En enero de 2017, el gobierno de Chile, a través del Ministerio de Energía, aprobó por decreto un Reglamento de seguridad de instalaciones de biogás que establece los requisitos mínimos que deben cumplir las instalaciones de biogás en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación, inspección y término definitivo de operaciones, en las cuales se realizan las actividades de preparación de sustrato, producción, almacenamiento, transferencia, tratamiento, suministro, uso o consumo de biogás, y demás actividades relacionadas.

Las Especificaciones técnicas para el diseño y construcción de biodigestores en México fueron publicadas por SEMARNAT (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales) y SAGARPA (Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación) en 2010, con el objetivo de asegurar la calidad, durabilidad, rendimiento y la seguridad en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de biodigestión anaerobia tipo laguna cubierta, para tratar los desechos orgánicos y efluentes provenientes de las granjas porcinas y establos lecheros del país, garantizando también el manejo y los sistemas de aprovechamiento energético del biogás producido. A mediano plazo se prevé avanzar en el desarrollo de estándares particulares para cada tipo de tecnología.

La norma mexicana no trata: Instalaciones para el uso del combustible. Gasómetros. Estación de

compresión y regulación ni requisitos de ventilación.

Colombia comenzó regulando únicamente el biogás producido en rellenos sanitarios. Actualmente busca introducir en la normativa el biogás producido a partir de biomásas cultivadas y otros residuos. Para todo lo referente a la seguridad, se deben observar las normas establecidas para el gas natural.

Las condiciones de calidad del biogás se establecen de acuerdo con el tipo de mercado que se atiende: zonas aisladas o zonas conectadas a la red de transporte de gas. Para las redes aisladas, el productor es responsable de observar las siguientes variables y debe instalar al menos un medidor a la salida de planta y enviar un informe semestral a la Superintendencia de Servicios Públicos.

El Gobierno brasileño lanzó en 2022 medidas para fomentar la producción y el uso sostenible del biometano, combustible renovable que se obtiene mediante la purificación del biogás con la finalidad de poder sustituir al gas natural, el diesel y la gasolina. El decreto allana el camino para las inversiones en biometano bajo el régimen especial de incentivos para el desarrollo de infraestructura (Reidi). Éste exime a los nuevos proyectos de los impuestos PIS/Cofins para la adquisición de maquinaria, materiales de construcción y equipos. Además se firmó otro decreto que crea un programa de reducción de emisiones de metano, denominado Metano Cero, que fomenta la generación y aprovechamiento de biometano a partir de residuos urbanos y rurales que incluyen residuos avícolas, porcinos, de caña de azúcar, lácteos y de vertederos.

Se buscó de esta manera dar lugar a la construcción de nuevas plantas para la producción de combustible, aumentando la disponibilidad del producto y la instalación de corredores verdes para abastecer a los vehículos pesados, reduciendo las

emisiones de gases de efecto invernadero. La idea es construir 25 nuevas plantas en seis estados: São Paulo, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Goiás, Mato Grosso y Mato Grosso do Sul. Se espera con estos decretos que el país pueda tener el equivalente a cuatro veces lo que recibe de Bolivia en gas, sin impuestos.

En 1983, se publicó e implementó la primera norma de biogás de China, “Estufa de Biogás Residencial” (GB/T 3606-83); en 2011, se estableció el Comité Técnico de Normalización de Biogás de China (SAC/TC515).

La construcción del sistema estándar de biogás de China tiene como objetivo elevar los estándares, el contenido y el nivel técnico de la tecnología, los productos, los equipos y los proyectos de biogás, organizar la formulación y revisión de los estándares relevantes de manera oportuna y establecer y mejorar gradualmente sistema de normas del biogás.

El sistema de normas de biogás de China, que incluye la producción de biogás, la construcción de instalaciones, los productos, el diseño y la construcción de obras, la utilización integral, el modo de desarrollo, la seguridad de la gestión, el análisis y la detección, etc., se basa en la serie de digestores domésticos de biogás, proyectos de biogás grandes y medianos, digestores de biogás para la purificación de aguas residuales domésticas, la utilización de biogás y la generación de energía y fertilizantes de biogás. Se ha formado marco del sistema de normas en nueve aspectos: normas terminológicas, normas de seguridad, normas de servicio, normas de gestión, entre otros.

En 2021, se habían promulgado 81 normas nacionales e industriales relacionadas con el biogás. Incluye 23 normas de biogás para los hogares rurales entre ellas 6 normas nacionales y 17 normas de la

industria agrícola, que abarcan el diseño, la construcción, la aceptación, la gestión de operaciones, los materiales, los productos y equipos de apoyo, etc. 27 normas para proyectos de biogás a gran y mediana escala, entre ellas una norma nacional y 26 para la industria agrícola, que abarcan el diseño de proyectos, la construcción, la aceptación, la gestión de operaciones, el uso seguro, las instalaciones y el equipo de apoyo, etc.

9 Normas para la utilización integral de “tres biogás”, entre ellas 4 normas nacionales y 15 normas industriales, que abarcan la generación de energía a partir de biogás, el biogás líquido, el biogás y el equipo conexo; 12 normas generales para el biogás, entre ellas 2 normas nacionales y 10 industriales, relacionadas con la tecnología, la economía, la seguridad y la salud, etc.

8-2. Marco legal Nacional

En la jurisdicción nacional no existe una normativa específica que regule la producción de biogás ni su incorporación como fuente energética.

La Ley Nacional N° 26.093 de Biocombustibles, sancionada en el año 2006, establece los criterios generales para la producción, comercialización y uso de biocombustibles en Argentina.

Entre los objetivos de la ley se encuentran:

- Promover la diversificación de la matriz energética nacional, fomentando el uso de fuentes renovables de energía.
- Contribuir a la seguridad energética del país, reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles importados.
- Fomentar la producción de biocombustibles a partir de materias primas producidas en el país, generando empleo y desarrollo regional.
- Promover la investigación y el desarrollo

tecnológico en el campo de los biocombustibles.

Esta ley establece que los biocombustibles deben cumplir con ciertos requisitos de calidad y sustentabilidad ambiental, y dispone un régimen de promoción para su producción y uso.

Si bien la Ley N° 26.093/2006 estableció un régimen de fomento de la producción y uso de biocombustibles, el biogás sólo es mencionado tangencialmente. No obstante, esta ley constituye un buen punto de partida para el dictado de la normativa sobre habilitación de plantas de producción de biogás y su utilización como combustible, con posibilidad de inyectarlo en los sistemas de gas natural.

Esta ley define como biocombustibles el bioetanol, biodiesel y biogás que se produzcan a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos, que cumplan los requisitos de calidad que establezca la autoridad de aplicación. Según dispone, sólo podrán producir biocombustibles las plantas habilitadas, con la calidad de biocombustibles y producción sustentable requerida, para lo cual los proyectos deberán someterse a una EIA (estudio de impacto ambiental) que incluya el tratamiento de efluentes y la gestión de residuos. También ordena que el biocombustible gaseoso denominado biogás se utilice en sistemas, líneas de transporte y distribución, de acuerdo con lo que disponga la autoridad de aplicación, según el artículo 11 de esta ley. Por otra parte, el artículo 12 establece la obligación del Estado nacional de utilizar biogás sin corte o mezcla.

El Decreto reglamentario 109/2007 y la Resolución SE 1296/2008 –que estableció las condiciones mínimas de seguridad que deben cumplir las plantas de elaboración, almacenamiento y mezcla de biocombustibles– ponen el foco en la habilitación de plantas de biodiesel y bioetanol. No hay, en cambio, una regulación orientada a la habilitación de plantas

de producción de biogás.

La Secretaría de Gobierno de Energía tiene competencia para dictar la normativa relacionada con los aspectos técnicos, de seguridad y habilitación de las plantas de producción de biogás, en su carácter de autoridad de aplicación de la Ley N° 26.093. El ENARGAS es responsable de fijar la normativa técnica y de seguridad para las actividades de transporte, distribución, almacenamiento y uso de biogás, cuando estas se realicen en el ámbito de actuación de las Licenciatarias de Transporte y Distribución de Gas Natural reguladas por la Ley N° 24.076. En cuanto al uso, el ENARGAS debería incluir en las normas NAG la regulación específica para la homologación de artefactos y equipos para el uso de biogás.

Además de las condiciones ambientales relevantes para la instalación y operación de las plantas de producción de biogás, deberá regularse la utilización del digerido como fertilizante, ya que, por un lado, su contenido de nutrientes puede contaminar el suelo y el agua por eutrofización, y por otro, el suelo sobre el que se vierte el digerido puede no ser apto para su recepción. La disposición del digerido puede resultar muy costosa, ya que está compuesto por un 90% de agua y, para transportarlo, se requiere un gasto considerable en camiones cisterna.

Por ello, se hizo necesario establecer reglas de procedimiento para la disposición final del digerido, considerado un factor limitante para los proyectos de biogás. En ese sentido, la República Argentina dispone de la RESOL-2019-19-APN-SGAYDS#SGP que funciona como norma técnica para la aplicación agrícola de digerido proveniente de plantas de digestión anaeróbica.

La Ley N° 26.093/2006 fue modificada en el año 2021 por la Ley N° 27.640 sobre el Marco Regulatorio de Biocombustibles. En esta modificación el Artículo

4º- establece que, se entiende por biocombustible al bioetanol y al biodiésel que cumplan los requisitos de calidad que establezca la autoridad de aplicación y que se produzcan en plantas instaladas en la República Argentina a partir de materias primas nacionales cuyo origen sea agropecuario, agroindustrial y/o provenga de desechos orgánicos, dejando fuera de los biocombustibles al biogás.

Cabe destacar que la Ley Nacional de Biocombustibles se complementa con otras normativas y políticas que buscan promover el uso de energías renovables en Argentina, tales como:

- Ley N° 27.424: Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública.
- Ley N° 27.191: Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación.
- Ley N° 26.190: Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.
- Ley N° 25.019: Régimen nacional de energía eólica y solar.
- Ley N° 26.093: Régimen de regulación y promoción para la producción y uso sustentables de biocombustibles.
- Decreto 10877/1960 Este decreto aprueba la reglamentación de la Ley N° 13.660 relativa a la seguridad de las instalaciones de elaboración, transformación y almacenamiento de combustibles sólidos, minerales, líquidos y gaseosos. El biogás no fue expresamente contemplado en el alcance de esta norma, lo que deja abierta la posibilidad de que la autoridad competente dicte una reglamentación de seguridad específica.
- Decreto 109/2007 El Decreto reglamentario de

la Ley N° 26.093 aclara que quedan sujetas al régimen las actividades de producción, mezcla, comercialización, distribución, consumo y uso sustentables de biocombustibles.

- La Resolución SE 1296/08 estableció las condiciones mínimas que deben cumplir las plantas de elaboración, almacenamiento y mezcla de biocombustibles en relación con la seguridad en caso de incendio. A pesar de referirse a los biocombustibles en general, la norma está enfocada en la habilitación de plantas de biodiesel.
- La Ley N° 24.076/1992 estableció el marco normativo de las actividades de transporte y distribución de gas natural.
- Decreto 1738/1992 El Decreto reglamentario de la Ley N° 24.076 define “gas” como “gas natural procesado o sin procesar, gas natural líquido vaporizado, gas sintético o cualquier mezcla de estos gases en estado gaseoso, y que consistan primordialmente en metano”. Esta definición permite incluir al biogás dentro de los gases regulados por esta ley en cuanto a su transporte, distribución y almacenamiento. El ENARGAS es competente para redactar las normas NAG para el biogás basado en las normas relacionadas con el gas natural y, eventualmente, como adaptación de otras disposiciones operativas y de seguridad internacionales referidas al transporte, distribución y almacenamiento del biogás.

Además se complementan con planes y programas como el Plan Nacional de Energías Renovables (PaNEER). El RenovAr, Programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER) y el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía

Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, creado por Ley N° 27.424, que establece el marco regulatorio para que todos los ciudadanos conectados a la red eléctrica puedan generar energía para su autoconsumo en hogares, PyMEs, grandes industrias, comercios, producción agrícola, entes públicos y organismos oficiales, entre otros. El excedente de energía generada podrá ser inyectado a la red, recibiendo una compensación por ello. Los Usuarios-Generadores (UG) podrán, asimismo, acceder a una serie de beneficios promocionales.

La Cámara de Energías Renovables de Argentina (CADER) propone desde 2020 una ley nacional de biometano que promueva la producción e inyección de biometano en la red de gas natural, coneje central en la proporción de biometano que se quiere alcanzar en el consumo.

Una primera meta que se puede plantear es alcanzar el 5% del consumo de gas natural a nivel nacional en 2030. Esto implicaría comenzar en un 0,5% del consumo en 2021, para terminar con un 5% en 2030.

Esta meta, implicaría construir 657 plantas

en 10 años, con una inversión total de USD 4.278 millones, la creación de más de 1.000 empleos anuales en la construcción, y alcanzar 5.919 empleos directos en operación y 15.262 indirectos e inducidos para 2030. En términos ambientales, se ahorrarían 2.941 millones de kgCO₂ por reemplazo del gas natural, 5.952 millones de kgCO₂ por el tratamiento de efluentes y 302 millones de kgCO₂ por sustitución de fertilizantes inorgánicos, por año, hacia 2030.

En definitiva incorporar el 5% del consumo con biogás, solo reemplazaría parte de las importaciones, no afectando en absoluto la producción de gas natural que hoy se esté produciendo en el país, e incluso si aumenta la producción nacional de gas natural, gran parte del crecimiento será absorbido por el gas natural de origen fósil.

8-3. Provincial

La Provincia de Tucumán no cuenta con normativa específica alguna para la producción, almacenamiento y transporte de biogás. Tampoco existe normativa para el fomento de la generación de este biocombustible.

9- Cuantificación de la potencialidad de producción de biogás en Tucumán

La provincia de Tucumán y el noroeste argentino cuentan con innumerables alternativas para la producción de biogás, en todos los niveles de calidad y cantidad, en consistencia con la política de generación de energía distribuida. Las principales biomásas aprovechables para la producción de biogás van desde los residuos agroindustriales hasta los cultivos energéticos.

A los fines de calcular el potencial de producción de biogás en la Provincia, se analizarán las actividades agroindustriales, pecuarias, disposición de residuos urbanos y cloacales. Al no contar con datos confiables, no se tienen en cuenta otros sustratos que pueden ser interesantes como residuos orgánicos sólidos y semisólidos de la industria citrícola, efluentes de frigoríficos y guano de avícolas (gallinaza).

9-1. Residuos orgánicos citrícolas

La industria citrícola tucumana procesa un promedio anual de 1.200.000 t de limón.

Considerando que los efluentes líquidos obtenidos son $3\text{ m}^3/\text{t}$ de fruta industrializada:
Efluentes anuales = $3\text{ m}^3/\text{t} \times 1.200.000\text{ t} = 3.600.000\text{ m}^3$

La concentración de materia orgánica del efluente, medida en términos de DQO (demanda química de oxígeno) dependerá en parte de la tecnología empleada para la extracción del jugo como también en la implementación de algún sistema de tamizado

del efluente crudo. Si adoptamos un valor de DQO de $10\text{ kg}/\text{m}^3$, entonces:

Carga anual de materia orgánica: $10\text{ Kg DQO}/\text{m}^3 \times 3.600.000\text{ m}^3 = 36.000.000\text{ Kg DQO}$

Considerando un valor medio de la eficiencia de un reactor biológico anaeróbico: 80 %

Materia orgánica abatida, será:

$$0,8 \times 36.000.000\text{ Kg DQO} = 28.800.000\text{ Kg DQO}$$

Si consideramos la producción teórica de metano: $0,35\text{ m}^3/\text{Kg DQO}$

La producción anual de metano, será:

$$28.800.000\text{ Kg DQO} \times 0,35\text{ m}^3/\text{Kg DQO} = 10.080.000\text{ m}^3$$

Considerando el poder calorífico del metano: $9.000\text{ Kcal}/\text{m}^3$

La Energía calórica, será = $9.000\text{ Kcal}/\text{m}^3 \times 10.080.000\text{ m}^3 = 90.720.000.000\text{ Kcal}$

Si el poder calorífico del petróleo: $10.000.000\text{ de Kcal}/\text{Tn}$

El Potencial energético anual del efluente cítrico transformado en biogás, será, en toneladas equivalentes de petróleo [Tep]:

$$\text{Tep por año} = 90.720.000.000\text{ Kcal} / 10.000.000\text{ Kcal}/\text{Tep} = 9.072\text{ Tep/año}$$

Así el Potencial energético anual del efluente cítrico transformado en biogás, quedará en: $9.072\text{ Tep/año} = 363.000\text{ MMBTU/año}$

9-2. Residuos orgánicos sucroalcoholeros

La concentración DQO de vinaza producida depende del tipo de mieles que se empleen para elaborar el mosto a fermentar. Cuando mayor proporción de melaza contiene el mosto, el valor se acerca a 100-120 kg/m³ de DQO, mientras que, si se emplean mieles más ricas o jugo, este valor desciende hasta unos 60 kg/m³.

La provincia de Tucumán produce aproximadamente 300.000 m³ de alcohol etílico al año (2022) y se generan 13 m³ de vinaza por m³ de etanol. De modo que: La cantidad de Vinaza por año, será:

300.000 m³/año x 13 m³ de vin/m³ etanol = 3.900.000 m³ vin/año

La Carga orgánica en Kg DQO por año:

3.900.000 m³/año x 60 Kg/m³ = 234.000.000 Kg DQO/año

Si la eficiencia de un reactor biológico anaeróbico es: 80 %.

La DQO que podría transformarse en biogás por año, será:

234.000.000 KgDQO/año x 0.80 = 187.200.000 KgDQO/año

Considerando la producción teórica de metano/kg DQO: 0,35 m³ CH₄/Kg DQO

El Metano teórico obtenible de la vinaza en un año:

187.200.000 Kg DQO/año x 0,35 m³ CH₄/Kg DQO = 65.520.000 m³ de metano/año

Si el poder calorífico del metano: 9.000 Kcal/m³

La Energía calórica anual del biogás: 65.520.000 m³ x 9000 Kcal/ m³ = 589.680.000.000 Kcal

El poder calorífico del petróleo: 10.000.000 de Kcal/t

El Potencial energético anual de la vinaza transformada en biogás:

589.680.000.000 Kcal / 10.000.000 Kcal/Tep = 58.968 Tep/año

Así el Potencial energético de la vinaza transformada en biogás, es: 58.968 Tep/año = 2.360.000 MM BTU

Los ingenios azucareros muelen la caña de azúcar en el trapiche, de donde salen el jugo y el bagazo (que se usa como combustible). Del procesamiento del jugo (que incluye operaciones de clarificación, evaporación, cristalización, centrifugación y secado) se obtiene el azúcar como producto principal y dos subproductos: la melaza (que se envía a destilerías para su fermentación y obtención de alcohol) y la cachaza. A su vez, en las destilerías, además de alcohol se obtiene vinaza.

Por otro lado durante la molienda la caña de azúcar se produce también “cachaza”, que es el residuo sólido de la clarificación de los jugos. Este residuo tiene una fracción orgánica que puede ser aprovechada para la metanización.

La molienda de caña de azúcar en Tucumán, en el año 2020 fue de 15.729.575, en el 2021 de 16.177.428 y en el 2022 de 14.354.298 toneladas, según datos del Instituto de Promoción del Azúcar y Alcohol de Tucumán (IPAAT).

La cachaza se produce a razón de 4 t por cada 100 t de caña molida. Si, se asume un promedio de 15.000.000 de t molidas por año. Entonces:

15.000.000 t caña x 0,04 t cachaza/ t caña = 600.000 t de cachaza/año

Considerando, datos de análisis llevados a cabo por la EEAOC:

Los sólidos volátiles de chaza en: 237 gSV/kgCach. Y el Potencial de Biometanización = 493,9 ml CH₄/g SV.

De esta manera, podremos calcular los ml de biogás producidos por Kg de cachaza.

237 g SV/Kg x 493,9 ml/gSV = 113.600 ml CH₄/KgCach o 113 m³ CH₄ / tChach.

El Metano teórico obtenible de la cachaza en un año, será:

$$600.000 \text{ t Cach./año} \times 113 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{t Cach.} = 67.800.000 \text{ m}^3 \text{ de CH}_4/\text{año}$$

Si el poder calorífico del metano: 9.000 Kcal/m^3

La Energía calórica anual del biogás, será:

$$67.800.000 \text{ m}^3 \times 9.000 \text{ Kcal/ m}^3 = 610.200.000.000 \text{ Kcal/año}$$

Considerando el Poder calorífico del petróleo: $10.000.000 \text{ de Kcal/t}$

El Potencial energético anual de la cachaza transformada en biogás:

$$610.200.000.000 \text{ Kcal} / 10.000.000 \text{ Kcal/Tep} = 61.200 \text{ Tep/año}$$

Así el Potencial energético de la cachaza transformada en biogás, quedara en: 61.200 Tep/año = 2.448.000 MMBTU

9-3. Residuos sólidos urbanos (RSU)

Se puede estimar el potencial para producir biogás a partir de la fracción orgánica de los RSU que se genera mensualmente en el área metropolitana, considerando los siguientes supuestos:

Generación mensual de RSU: 22,2 millones de kg (22.200 toneladas).

Fracción orgánica porcentual: 50%, lo que implica 11.100 t/ mes.

Potencial teórico de metanización: $420 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{tSV}$

Promedio de sólidos volátiles por tonelada de RSU: 140 Kg SV/t RSU .

El peso mensual de sólidos volátiles, será:

$$140 \text{ Kg SV/Tn RSU} \times 11.100 \text{ t RSU} = 1554 \text{ t SV}$$

Se tiene en cuenta que el biogás obtenido por captación de rellenos sanitarios es solamente un 30% del teórico que puede producirse, el resto se pierde por infiltración.

Entonces, el CH₄ teórico obtenible, será:

$$0,3 \times 420 \text{ m}^3/\text{t SV} \times 1.554 \text{ t SV} = 195.804 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{mes}$$

La energía calórica proveniente de RSU, quedará en: $9.000 \text{ Kcal/m}^3 \times 195.804 \text{ m}^3/\text{mes} \times 12 \text{ meses/año} = 21.146.832.000 \text{ Kcal/año}$.

Considerando el poder calorífico del petróleo ($10.000.000 \text{ Kcal/t}$):

$$21.146.832.000 \text{ Kcal/año} / 10.000.000 \text{ de Kcal/Tep} = 2.115 \text{ Tep/año}$$

Así el potencial energético anual de los RSU transformados en biogás, será: 2.115 Tep/año = 84.600 MMBTU

9-4 Residuos provenientes de actividades pecuarias

Considerando los residuos de la actividad pecuaria en la provincia de Tucuman a:

- Estiércol de ganado bovino en feed lot
- Estiércol de ganado bovino de tambos
- Estiércol de ganado porcino

En el caso de los establecimientos porcinos, se calculó un residuo potencial de 3,4 kg de estiércol fresco/animal x día ($1241 \text{ kg estiércol/animal} \times \text{año}$).

En tanto que, para los establecimientos tamberos se contemplaron 3 kg de estiércol fresco/ animal x día, ya que sólo se considera la cantidad de residuo que puede ser recolectado cuando la vaca se encuentra en el proceso de ordeño. El valor estimado fue de $1.095 \text{ kg de estiércol fresco/ animal} \times \text{año}$.

Para el caso de los feedlots bovinos, los departamentos que presentan una mayor oferta potencial de energía son Leales, Burreuyacú, Trancas y Graneros, en el norte, este y sur del territorio tucumano.

La actividad tambera se encuentra sumamente concentrada en el departamento de Trancas, en el norte de Tucumán, con un potencial bioenergético relativamente menor que los

Tabla 10. Ganado bovino en la Provincia de Tucumán.

Ganado bovino en Tucumán		
Tipo explotación	Nº de establecimientos	Nº de cabezas
Feed Lot	40	20000
Tambo	49	5100
Total cabezas		25100

establecimientos porcinos y bovinos en confinamiento.

En ambos casos los datos estadísticos varían de manera importante dependiendo de la fuente, por tal motivo se considera un promedio para el número de establecimientos y el total de cabezas en la provincia de Tucumán reflejado en la siguiente tabla:

En cuanto a los establecimientos porcinos, la mayor oferta potencial se encuentra en los departamentos de Trancas y Burruyacú. En tanto, el resto se localiza de manera relativamente homogénea en los departamentos ubicados al norte, centro y este de la Provincia. Esta actividad se encuentra más

dispersa en comparación con los feedlots bovinos. Según la Dirección de porcinos, aves y animales de granja de la SIGSA-SENASA, en la provincia de hay 53.995 porcinos lo que equivale al 1,01% del total nacional.

En la siguiente Tabla, se pueden observar los valores obtenidos para cada tipo de establecimiento. Para el cálculo del potencial energético de estas biomásas, se adoptó como poder calorífico del biogás 5.500 kcal/m³ y para el factor de conversión tonelada equivalente de petróleo (Tep), se utilizó 107 kcal por cada Tep.

Tabla 12. Producción de biogás por tipo de sustrato en Tucumán.

Origen	M ³ de biogás/ año	M ³ biometano/ año	Tep/año	MMBTU/año
Bovinos	5490000	3294000	2962	118497
Tambos	1400000	840000	755	30216
Porcinos	3320000	1992000	1792	71680
RSU	3556000	2133600	2115	84600
Citrícolas	14400000	8640000	9072	362880
Destilerías alcohol	93600000	56160000	59968	2398720
Ingenios azucareros	96860000	58116000	61200	2448000
Total	218626000	131175600	137864	5514593

Entonces, para el estudio del potencial de biogás a partir de los desechos orgánicos bovinos, se divide el origen en aquellos provenientes de bovinos en tambo y los provenientes de bovinos en feed lot.

Biogás bovinos en feed lot (m³/año):

$$274,3 \text{ m}^3 \text{ Biogas/animal.año} \times 20.000 \text{ animales} = 5.486.000 \text{ m}^3/\text{año}$$

Biogás bovinos en tambo (m³/año):

$$274,3 \text{ m}^3 \text{ Biogas/animal.año} \times 5.100 = 1.398930 \text{ m}^3/\text{año}$$

Si asumimos que el biogás producido tiene 60% de metano:

Metano de bovinos en feed lot (m³/año):

$$5.486.000 \text{ m}^3/\text{año} \times 0,60 = 3.291.600 \text{ m}^3/\text{año}$$

Metano de bovinos en tambo (m³/año):

$$1.398930 \text{ m}^3/\text{año} \times 0,60 = 839.358 \text{ m}^3/\text{año}$$

Por lo tanto, la energía calórica y las Tep de cada uno de ellos serán:

Energía calórica bovinos en feed lot:

$$9.000 \text{ Kcal/m}^3 \times 3.291.600 \text{ m}^3 = 29.624.400.000 \text{ Kcal/año}$$

$$29.624.400.000 \text{ Kcal /año} / 10.000.000 \text{ de Kcal/Tn} = 2.962,4 \text{ Tep/año}$$

Así los Potenciales energéticos de excretas bovinas transformadas en biogás: 2.962,4 Tep/año = 118.497 MMBTU

La energía calórica para bovinos en tambo:

$$9.000 \text{ Kcal/m}^3 \text{CH}_4 \times 839.358 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{año} = 7.554.222.000 \text{ Kcal/año}$$

$$7.554.222.000 \text{ Kcal/año} / 10.000.000 \text{ de Kcal/Tep} = 755,4 \text{ Tep/año}$$

Así el potencial energético de excretas de Tambos transformadas en biogás: 755,4 Tep/año = 30.216 MMBTU

Para el estudio del potencial de biogás de desechos porcinos:

El Biogás proveniente de la cria de porcinos: :

$$61,45 \text{ m}^3/\text{animal.año} \times 53.995 \text{ animales} = 3.317.992,75 \text{ m}^3 \text{ Biogas/año}$$

Si asumimos que el biogás producido tiene 60% de metano:

El CH₄ de porcinos sera:

$$3.317.992,75 \text{ m}^3 \text{ Biogas/año} \times 0,60 = 1.990.795,65 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{año}$$

Por lo tanto, la energía calórica y las Tep, serán:

Energía calórica de porcinos:

$$9.000 \text{ Kcal/m}^3 \times 1.990.795,65 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{año} = 17.917.160.850 \text{ Kcal/año}$$

$$17.917.160.850 \text{ Kcal /año} / 10.000.000 \text{ de Kcal/Tnep} = 1.791,72 \text{ Tep.}$$

Así, el potencial energético de excretas de porcinos transformadas en biogás: 1.792 Tep/año = 71.680 MMBTU

En el siguiente cuadro se consigna, para la provincia de Tucumán el potencial de producción de energía obtenible a partir de biogás expresado como Tep (toneladas equivalentes de petróleo) y MMBTU.

Tabla 11. Producción de biogás por tipo de ganado.

	Feed Lot	Porcino	Tambo
Biogás (m ³ /kg de estiércol fresco)	0,0315	0,0495	0,0315
Biogás (m ³ /animal x año)	274,3	61,45	34,49
Energía (kcal/animal x año)	15.08.627	337962	189709
Energía (tep/animal x año)	0,1509	0,0338	0,019

A modo de referencia, si consideramos que según los datos de la secretaria de energía de la Nación, la matriz energética Argentina en el año 2020, consumió un total de 70,5 MMTEp, con el potencial calculado se podría cubrir el 0,2 % de esa energía.

La provincia de Tucumán en 2015 (último dato disponible) consumió aproximadamente 770.000.000 m³ de gas natural

10-Propuestas para una estrategia provincial

El INTI, en su Relevamiento de Plantas de Biogás en Argentina publicado en 2.016, califica a las plantas de generación de biogás de acuerdo a lo indicado en el cuadro siguiente:

Tabla 13. Clasificación de biorreactores por tamaño.

	Pequeño	Mediano	Grande
Vol. Min. (m³)	1	130	1100
Vol. Max. (m³)	80	900	90000
Media (m³)	25	443	12846

En ese estudio indica también que el 49% de las planta relevadas corresponden al tamaño pequeño, el 37% al tamaño grande y el 14% restante al tamaño mediano. Además establece el grado de participación de las distintas tecnologías según se muestra en el cuadro siguiente:

Tabla 14. Clasificación de biorreactores por tecnología.

Tipo de Reactor	Participación (%)
Mezcla completa	46,0
Laguna cubierta	19,0
UASB	15,9
Otros	19,1

En la actualidad, en Argentina, la mayor parte de los proyectos de biogás importantes, con biorreactores de más de 1000 m³, independientemente de la tecnología usada, son realizados por actores

locales, ligados al territorio en donde se desarrollan los proyectos; en el caso de las rondas Renovar para generación eléctrica la mayoría de los proyectos de este tipo han sido adjudicados a empresas agroindustriales o productores agropecuarios, encontrándose relacionados con el desarrollo local y la generación distribuida de energía y biofertilizantes; ambos contribuyen a mayores interacciones y descentralización de los procesos productivos, multiplicando los actores y las externalidades en términos económicos y sociales.

La condición de locales de los actores y los proyectos de inversión es, por un lado, un incentivo al progreso tecnológico y el desarrollo socioeconómico regional y, por otro, el encadenamiento productivo genera incrementos en los stocks de capital físico y humano. Se motivan e impulsan diversas formas de asociación entre pequeñas y medianas empresas y productores agropecuarios.

El hecho de que los actores pertenezcan a la comunidad local, genera que gran parte de los retornos obtenidos en los proyectos de energías renovables sean reinvertidos localmente, y es más difícil, como ocurre con buena parte de los inversores extranjeros, que terminen yendo fuera del país o fugándose, como puede ocurrir con grandes empresas, especialmente en contextos de incertidumbre política o inestabilidad cambiaria.

La Cámara Argentina de Energías Renovables (Cader), en su documento “Biometano como complemento del gas natural. Hacia una ley nacional de biometano”, de Abril de 2020 calcula una planta modelo tomando como base una producción de

24.000 Nm³/día de biogás, considerando un poder calorífico de 4900 kcal/Nm³ (Promedio 52 % CH₄) y como sustratos 200 m³ de purín de cerdos por día, más 103 t de forraje de maíz por día, que produce el equivalente diario a 466 millones de BTU2 diarios y genera una reducción de las emisiones de base de 4.474 tnCO₂e/año en el caso de lagunas con profundidad mayor a 2 mts.

En este caso modelo, la producción de digerido llega a 140 tn digerido/día y con él se pueden fertilizar 1.246 has de maíz para forraje considerando un requerimiento de fertilización de 150 kgN/ha y 60 kgP₂O₅/ha con una dosis de digerido de 40-50 tn/ha.

De acuerdo a estos datos, producir biogás en una planta equivalente a 2MW eléctricos, con una producción de 153.008 MMBTU por año, tiene un costo de 14,35 USD/MMBTU; que sube a 15,35 USD/MMBTU en el caso de realizar la purificación para obtener biometano; a 17,21 USD/MMBTU en el caso de convertirlo en BIO-GNC y a 23,54 USD/MMBTU para el BIO-GNL. Estos costos se incrementan a medida que se reduce la escala de las plantas.

CADER también calcula la inversión para esta planta modelo equivalente a 2 MW, siendo de USD 6,5 millones, donde el 87% de la inversión es componente nacional, es decir, que USD 5,6 millones son inversiones que se realizan a actores y proveedores nacionales. Con respecto al componente importado, el mismo se corresponde con equipos que en la actualidad no se encuentran disponibles en la industria nacional, pero que, en caso de desarrollarse la industria y la necesidad de la tecnología en el mercado, es tecnología que puede desarrollarse localmente. De estos USD 6,5 millones, un 45% corresponde a la obra civil; un 39% a la obra electromecánica y un 15% a la puesta en marcha, ingeniería e imprevistos. En el modelo aquí considerado, la incidencia de equipos importados es

de un valor de USD 880.571.

Los proyectos de biogás a pequeña escala (10 m³~80 m³) también pueden tratar los desechos agroindustriales y pecuarios de forma descentralizada, suministrar energía de forma distribuida y centralizada, facilitar el mantenimiento y la gestión, apto para la situación actual del desarrollo rural y agrícola, tal cual lo establece el proyecto chino; un buen ejemplo internacional de generación distribuida para auto consumo, que toma una aldea como núcleo se basa en la baja inversión necesaria, sin consumo de energía, sin necesidad de gestión especial y básicamente sin costos operativos y además, hay suficiente tierra y campos de cultivo para consumir el digestato, especialmente en el área donde se fertiliza durante todo el año en vegetales y cultivos económicos, implicando cero emisiones de GEI al reducir la aplicación de fertilizantes químicos.

El suministro de gas centralizado de pequeños proyectos de biogás es una nueva industria energética y una instalación de protección ambiental rural. Tiene importantes beneficios económicos (según las condiciones locales y encontrando puntos de beneficio), beneficios sociales y beneficios ecológicos.

La combinación de reproducción y plantación puede resolver eficazmente el problema de las fuentes de contaminación en la comunidad agrícola, y también es una forma eficaz de agricultura ecológica, que promueve la circulación agrícola y un desarrollo económico saludable.

Antes de realizar propuestas para futuras estrategias que tiendan a la producción y utilización del biogás y biometano en la Provincia, es importante comentar el estado de situación del gas natural y las redes de distribución en Tucumán. El consumo de gas natural en la provincia de Tucumán se divide en residencial, comercial, entes oficiales, industrias

centrales eléctricas y GNC para transporte. La variación de ese consumo desde 2010 hasta 2015 (último dato disponible) se muestra en la tabla que sigue:

La red de distribución de gas natural en la Provincia de Tucumán se muestra en el mapa siguiente:

En Tucumán, la distribución de gas natural no es uniforme a lo largo de todo el territorio, existiendo lugares o regiones con necesidades energéticas aún no cubiertas. La generación energética a partir de la digestión anaerobia de la biomasa húmeda residual podría ser una de las soluciones que produciría no solo un beneficio ambiental en el territorio, sino también, la posibilidad de desarrollo de la región -por disponer de energía en origen para la instalación de industrias o empresas agroindustriales-. Por otro lado, el hecho de llevar adelante un emprendimiento de la instalación de una planta generadora de biogás conlleva todo un proceso a nivel de la región que también aporta al desarrollo de la misma.

Es por este motivo el sector agropecuario-agroindustrial se encuentra ante una situación muy beneficiosa para el desarrollo de proyectos de generación energética en origen (por ser un proveedor

Figura 15. Gas natural consumido en Tucumán según tipo de usuarios.

	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industrias	Centrales eléctricas	GNC	Total
2010	107451	17521	2335	280104	114523	112044	633978
2011	112590	18738	2125	317820	165364	118895	735532
2012	103220	17594	1909	326573	323047	121063	893406
2013	112222	18329	2355	321104	193034	120336	767380
2014	111992	19500	2029	314004	89975	123812	661312
2015	104774	17241	1592	353037	163778	126869	767291

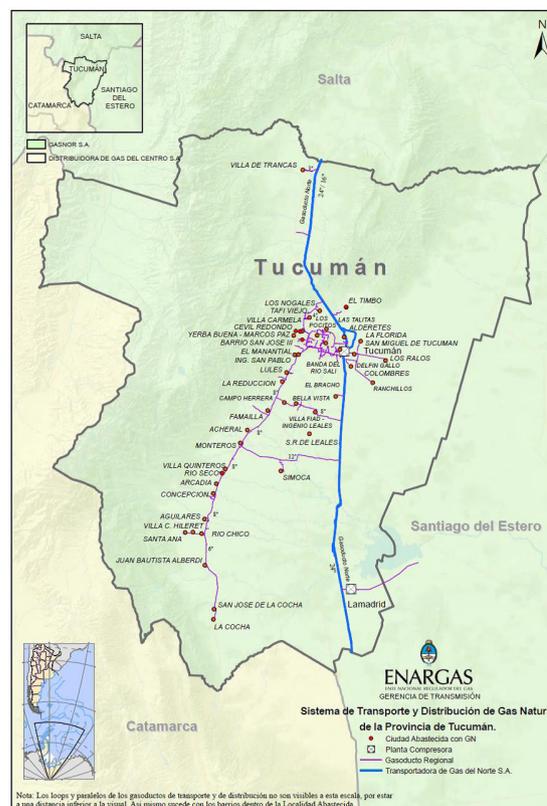


Figura 30. Red de distribución de gas natural en la Provincia de Tucumán.

de esta biomasa), ya sea para autoconsumo o venta de energía a la red nacional, o bien como un eslabón importante en la cadena bioenergética. El aprovechamiento de lo que hoy son residuos ya sea pecuarios, agroindustriales y/o municipales permitiría además, disminuir el impacto ambiental por y una disminución de las emisiones de gases causantes del efecto invernadero logrando así una matriz energética nacional y en origen más amigable con el medio ambiente.

En pueblos o ciudades del interior no abundan los proyectos productivos de envergadura, que generen empleos de calidad y demanda de ingeniería, tecnología y productos metalmecánicos.

A continuación se presentan alternativas de proyectos con potencialidad técnica y conveniencia económica y algunas recomendaciones para promocionar la producción de biogás, aumentar la cantidad que hoy se produce, generar un marco legal adecuado y promover la formación de recursos humanos.

10-1. Proyectos con potencialidad técnica y conveniencia económica

- Aprovechamiento de los residuos orgánicos de las actividades pecuarias de la provincia.
- Aprovechamiento de la fracción sólida de los residuos urbanos.
- Aprovechamiento de lodos de plantas de tratamiento de líquidos cloacales.
- Aprovechamiento de los residuos líquidos y semisólidos de las agroindustrias de la provincia que aún no se utilizan.

10-2. Recomendaciones para promocionar la producción de biogás, aumentar la cantidad que hoy se produce

- Alentar la creación de una asociación, fundación o cualquier institución que se dedique a la promoción y/o incentivación de la generación de biogás a mediana y pequeña escala.
- Promover desde el estado políticas de incentivo a la producción de esta bioenergía. Continuidad en los planes (experiencia RENOVAR).
- Promover el estudio de nuevas tecnologías o la adaptación de las existentes al medio local, incentivando a centros científicos de la provincia se dediquen a la investigación y desarrollo en la biodigestión anaerobia, sus insumos (lodos), la producción y utilización de biogás y sus digestatos.
- Promocionar los beneficios ambientales, económicos y sociales del uso de biogás y sus digestatos.
- Promocionar los impactos en la generación de empleo
 - Directo en la construcción
 - Directo en la operación y mantenimiento (O&M)
 - Indirecto e inducido
- Facilitar herramientas crediticias para la adquisición de equipos o la construcción de estas tecnologías
- Promover/incentivar la generación y uso del biometano para consumo en el transporte público.
- Alimentación de biorreactores en interzafra con otros sustratos disponibles
- Utilización de co sustratos provenientes de otras actividades
- Incorporar nuevos sustratos a los ya utilizados tales como estiércol de animales, fracción orgánica de residuos sólidos urbanos, semisólidos de las actividades sucroalcoholera

y cítrica, lodos de plantas de tratamiento de aguas cloacales.

- Promover un mercado de lodos con aptitudes para optimizar la producción.

10-3. Recomendaciones para generar un marco legal adecuado

- Generar normativa que prevea beneficios impositivos.
- Establecer normativas sobre seguridad en la producción, almacenamiento y utilización del biogás.

10-4. Recomendaciones para promover la formación de recursos humanos

- Capacitaciones en el diseño, construcción y operación de plantas de generación de biogás
- Incorporación en planes de estudio de grado y post grado de carreras afines a la temática de materias o módulos que difundan los beneficios del uso de biocombustibles en general y de biogás en particular.
- Fomentar la investigación y desarrollo en los centros científicos de la provincia.

11- Conclusiones

Las energías renovables son aquellas derivadas de la utilización del sol, el viento, el agua y la biomasa vegetal o animal y, a diferencia de las energías denominadas convencionales, éstas no utilizan combustibles fósiles, sino recursos capaces de renovarse ilimitadamente. El impacto ambiental de las energías renovables es de menor magnitud dado que además de no emplear recursos finitos, no generan gases efecto invernadero. La biodigestión anaerobia tiene como también como objetivo la obtención de biofertilizantes debido al valor agronómico que adquiere el digestato durante el proceso de estabilización de la materia orgánica y la conversión de nutrientes que quedan biodisponibles.

La producción global de biogás y biometano es de unos 400 TWh, equivalente al 1% de la producción global total de gas natural (40.000 TWh), aunque su potencial es 20 veces mayor, pudiendo llegar a reemplazar el 20% de la demanda mundial actual de gas natural, lo que supondría la reducción de 1,5 giga toneladas de CO₂ de emisiones.

En el año 2020, la participación del gas natural en la matriz energética nacional superó el 54%, del total de la oferta primaria. La

predominancia de este tipo de fuente de energía es muy significativa en comparación a los otros tipos de energía dentro de la oferta total del país.

La provincia de Tucumán y el noroeste argentino cuentan con innumerables alternativas para la producción de biogás, en todos los niveles de calidad y cantidad, en consistencia con la política de generación de energía distribuida. Los materiales que pueden utilizarse como sustrato para la digestión anaerobia en la provincia se dividen en dos grupos. Por un lado están las biomasas de desechos de la actividad productiva, entre las que se encuentran las de la producción bovina, porcina, avícola y los de las agroindustrias como la vinaza, efluentes de cítricos y frigoríficos y la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos y los líquidos cloacales. Aunque aún no se producen, es potencialmente factible constituir un segundo grupo de biomasas aptas para la obtención de biogás a partir de material vegetal cultivado exclusivamente para alimentar reactores con el fin de producir biogás, denominados genéricamente como “cultivos energéticos”, tal como el sorgo azucarado.

Los equipos de trabajo especializados en biogás en Tucumán son relativamente nuevos y

enfocados más en resolver la parte ambiental del tratamiento de sus residuos que el aprovechamiento del biogás. Las instituciones que cuentan con equipos de profesionales con experiencia en el tema ejemplo son: el Instituto de Tecnología Industrial (INTI), el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA), el PROIMI, el instituto de investigaciones dependiente del CONICET, fue pionero en la provincia con respecto al estudio de la digestión anaeróbica y la Estación Experimental Agroindustrial “Obispo Colombes”, único organismo de Ciencia y Tecnología de dependencia provincial y el que ha venido trabajando de forma sostenida hace 16 años para el desarrollo de las tecnologías de digestión anaeróbica con los residuos agroindustriales.

En muchos casos, no existen estadísticas directas de su magnitud y distribución geográfica y temporal, sobretodo la que corresponde a algún tipo de residuo orgánico, de manera que, la estimación del potencial provincial de producción de biogás, como el se plantea en este estudio, necesariamente se debe realizar a partir de algunos supuestos y aproximaciones metodológicas basadas en la mejor información con que cuentan los especialistas que realizan el análisis, con lo

cual la confiabilidad de los resultados varía según el tipo de residuo de que se trate; a los fines del cálculo y analizando exclusivamente las actividades agroindustriales, pecuarias, disposición de residuos urbanos y cloacales, de determina que en la Provincia de Tucumán se puede generar una cantidad de biogás que representa aproximadamente unos 5.500.000 MMBTU/año. Queda por calcular la producción de biogás teniendo en cuenta otros sustratos que pueden ser interesantes como residuos orgánicos sólidos y semisólidos de la industria citrícola, efluentes de frigoríficos y guano de avícolas (gallinaza).

El sector agropecuario-agroindustrial de la Provincia se encuentra ante una situación muy beneficiosa para el desarrollo de proyectos de generación energética en origen a partir del biogás, ya sea térmica o eléctrica, tanto para autoconsumo o venta de energía a la red nacional. El aprovechamiento de lo que hoy son residuos ya sea pecuarios, agroindustriales y/o municipales permitiría además, disminuir el impacto ambiental por y una disminución de las emisiones de gases causantes del efecto invernadero logrando así una matriz energética provincial más amigable con el medio ambiente.

12- Bibliografía

- **Seghezzo Lucas.** 2007, Manual for the design of UASB reactors. Lettinga Associates Foundation Wageningen, The Netherlands.
- **Ingeniería y aspectos técnicos de la digestión anaeróbica II.4.** 2016. RED ESPAÑOLA DE COMPOSTAJE. Ediciones Mundi-Prensa. Editores Científicos: J. Moreno, R. Moral, J.L. García-Morales, J.A. Pascual y M.P. Bernal.
- **Migliavacca Julieta.** 2011. Tesis de Maestría en Ingeniería Ambiental: Tratamiento anaeróbico de Efluentes Citricos con Captación de Biogas para la Reducción de Gases de Efecto Invernadero. UTN FRT.
- <https://citrusvil.com.ar/pioneros-en-generacion-de-energia-renovable-a-partir-del-limon/>
- **Codigestión de guano de pollo con sustratos agrícolas para obtención de biogas y biofertilizante.** Pinos Perfetti, M.; Weibel Schiavello, E.; Bargiela, M.; Fernandez, G. Cátedra de Química Analítica. Facultad de Agronomía Universidad de Buenos Aires
- **ANUARIO PORCINO.** 2021. Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca.
- **IV Congreso de Energías Sustentables de Bahía Blanca.** Horacio Di Prátula [*et al.*]; compilación de María Mercedes Marinsalta ; Araceli Kreder ; Guillermo Kalocai. 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: edUTecNe, 2023. Libro digital, PDF.
- **Norma técnica para la aplicación agrícola de digerido proveniente de plantas de digestión anaeróbica.** Anexo Resolución IF-2018-64926335-APN-DCAYR#SGP
- **“Biogás: Beneficios económicos utilizando un biodigestor de polietileno de bajo costo”.** F.X. Aguilar (Gobierno del Ecuador) y R. Botero (Universidad EARTH, Costa Rica). 16/10/2007.
- **“Potencialidades de generación de bioenergía en origen.** Ing. Agr. José Méndez, Ing. Agr. Marcos Bragachini, Ing. Agr. Diego Mathier, Ing. Agr (M.Sc) Mario Bragachini, Ing. Agr. Alejandro Saavedra. Manfredi – Córdoba. 2.014.
- **“Biometano como complemento del gas natural. Hacia una ley nacional de biometano”.** Abril de 2020. Cámara Argentina de Energías Renovables.
- **Censo Nacional Agropecuario 2018.** Resultados preliminares. Ganadería. Septiembre de 2020. Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC).
- **Informe Trimestral de Coyuntura Energética.** Primer Trimestre de 2019. Dirección Nacional de Información Energética. Subsecretaría de Planeamiento Energético.
- **Informe anual de potencial de biogás - Engorde bovino a corral.** 2.021. Coordinación de Bioenergía de la Dirección Nacional de Bioeconomía.
- **Relevamiento nacional de plantas de biogás.** GOICOA, V. INTI-San Luis. Acuerdo entre el INTI, el PROBIOMASA, y la Organización de las

- Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO).2.014.
- **MANUAL DE BIOGÁS.** Conceptos básicos. Beneficios de su producción y la aplicación de sus sub-productos. Virginia García Páez. Dirección de Sustentabilidad, Medio Ambiente y Cambio Climático. Buenos Aires. 2.020
 - **Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la República Argentina.** (2022).
 - **“Identificación y clasificación de los distintos tipos de biomasa disponibles en Chile para la generación de biogás”.** Proyecto Energías Renovables No Convencionales en Chile (CNE/GTZ). Santiago de Chile, septiembre 2007.
 - **“Generación con biomasa, evolución del sector, desafíos y prospectiva para el biogás y biometano en la Argentina”.** Menendez Julio. 4º Congreso de Energías Sustentables. Bahía Blanca 2.023.
 - **Desarrollo del sector biogás en Argentina. Oportunidad de desarrollo nacional.** workshop Argentina – INTI. Buenos Aires. 2013.
 - **“Estudios a escala laboratorio de biodegradabilidad de residuos semisólidos de la industria cítrica mediante la utilización de lodos anaeróbicos”.** M. Raquel Urueña, Walter D. Machado, Eduardo M. Vera van Gelderen y Martín Alonso. EEAOC. 2009.
 - **“Generación de biogás como respuesta a la problemática energética aplicable a poblaciones con vulneración ambiental.** Incorporación de nuevas tecnologías”. Facultad de Ciencias Veterinarias. UBA. 2.020.
 - **“Relevamiento de Plantas de Biogás en Argentina”.** Gil, GustavoGoicoa, Víctor Barlatey, Ma. Alejandra; Piccoletti, Agustín. INTI. 2015.
 - **Balance energético Nacional Serie Histórica.** 2021. Dirección de información energética. Subsecretaría de planeamiento energético.
 - **Taller de Bioenergías.** Dr. Steffen Gruber, Mariano Butti, Leonardo Venturelli –Instituto Ingeniería Rural INTA Castelar Buenos Aires 2010.
 - **Análisis espacial del balance energético derivado de biomasa.** Metodología WISDOM. Provincia de Tucumán. Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG). 2016.
 - **“Eficiencia Energética en Argentina”.** Consorcio liderado por GFA Consulting Group, 2021.
 - **TECNOLOGIAS AMBIENTALES TUCUMAN.** Presentación Jornadas Ambientales. Dr Faustino Siñeriz. CONICET- UNT. Tucumán. 2.009
 - **TRAINING COURSE ON BIOGAS FOR ARGENTINA.** sponsored by Ministry of Agriculture and Rural Affairs, P.R.China, jointly organized by Biogas Institute of Ministry of Agriculture and Rural Affairs (BIOMA), P.R.China and Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA), República Argentina on October 20-28, 2022.

- **Ley 26.093. Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles.** Abril 19 de 2006
- **Ley 26.190. Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.** Buenos Aires, 6 de Diciembre de 2006.
- **Resol-2019-19-apn-sgayds#sgp. Norma técnica para la aplicación agrícola de digerido proveniente de plantas de digestión anaeróbica.** Secretaría de gobierno de ambiente y desarrollo sustentable.
- **FAO. 2019. Guía técnico-regulatoria para la habilitación de plantas de biogás y homologación de artefactos y equipos para su uso.** Colección Informes Técnicos N.º 1. Buenos Aires. 52 pp. Licencia: CC BY-NC-SA 3.0 IGO.
- **FAO. 2019. Diseño de una estrategia de promoción para el desarrollo de proyectos bioenergéticos, en especial de pequeña escala.** Colección Informes Técnicos N.º 3. Buenos Aires. 48 pp. Licencia: CC BY-NC-SA 3.0 IGO.
- **FAO. 2020. Análisis comparado de condiciones de desarrollo del biometano.** Colección Informes Técnicos N.º 9. Buenos Aires.
- **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 No 11. Buenos Aires, FAO.
- **FAO. 2019. Modelo de negocio de aprovechamiento energético de biogás en criaderos de cerdos.** Colección Informes Técnicos N.º 5. Buenos Aires. FAO.
- **FAO. 2019. Guía teórico-práctica sobre el biogás y los biodigestores.** Colección Documentos Técnicos N° 12. Buenos Aires. 104 pp. Licencia: CC BY-NC-SA 3.0 IGO.
- **FAO. 2019. Estudio de cuencas de biogás.** Colección Informes Técnicos N.º 4. Buenos Aires.
- **FAO. 2020. Lecciones aprendidas en proyectos de biomasa y biogás en la Argentina.** Colección Informes Técnicos N.º 8. Buenos Aires.
- **Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa.** WORKSHOP: DESARROLLO DEL SECTOR BIOGÁS EN ARGENTINA. Septiembre de 2013. Buenos Aires. Cámara de Industria y Comercio Argentino-Alemana.
- **Apuntes Producción de Biogás.** Maestría en

- Ingeniería Bioenergética 2019. Facultad Regional Tucumán UTN. Eugenio Quaia, Daniel Machado
- **DiBiCoo D3. 3 “Biogas Markets and Frameworks in Argentina**, Ethiopia, Ghana, Indonesia, and South Africa”. Avila Rahmatzafran (RDI), Dwight Rosslee (Selectra), Elisabeth Rianawati (RDI), Ichsan Hafiz Loeksmanto (RDI), Jorge Hilbert (INTA), Sinshaw Alemmu (Iceaddis), Mutala Mohammed (ISEES), Wondwossen Bogale Eremed (Iceaddis), Yaseen Salie (Greencape). Junio 2.020.
 - **El biogas como alternativa energética.** Federico Molina, Eugenio Quaia. DOSSIER Avance Agroindustrial 36 (4).
 - **“Evaluación técnica y económica de una planta de biogás para autoabastecimiento energético: una estrategia para diferentes contextos”.** Memoria para optar al título de ingeniero civil en biotecnología. Juan Luis Carrasco Allendes. Universidad de Chile. 2015.
 - **A critical review on ammonium recovery from wastewater for sustainable wastewater management.** Y. Y. Ye, H.H. Ngo, W.S. Guo, *et al.* Bioresour. Technol., 268 (2018), pp. 749-758.
 - **Cabrera Díaz A., Urbano Quintero M., Pereda Reyes I., Díaz Marrero MA., Chávez Fando I.,** 2017. Digestión anaerobia de vinaza pura cubana en un sistema combinado UASB-filtro anaerobio. IngenieríaHidraulica y Ambiental V.28 (3) p. 3-16.
 - **Gomes de Barros V., Duda R.M., Alves de Oliveira R.** 2016. Biomethane production from vinasse in upflow anaerobics ludge blanket reactors inoculated with granular sludge of Microbiology (47).
 - **Molina Cesar Federico.** 2013. Tratamiento Anaeróbico De Vinaza Mediante Un Reactor De Lecho Empaquetado. Tesis para optar al Título de Máster en Ingeniería Ambiental Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Tucumán.
 - <https://bio-tec.net/es/sectores/>
 - https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2021/08/circular_aclaratoria_por_consulta_ndeg_01-2021_-_if-2021-88728364-apn-scymamad.pdf.
 - <https://misionproductiva.com.ar/plan-h/2022/01/13/matriz-energetica/>
 - <https://www.argentina.gob.ar/senasa/mercados-y-estadisticas/estadisticas/animal-estadisticas/bovinos/bovinos-y-bubalinos-sector-primario>
 - <https://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/11547537/12/21/Europa-produce-la-mitad-del-biometano-y-el-biogas-del-mundo.html>.



**ESTACIÓN EXPERIMENTAL
AGROINDUSTRIAL
OBISPO COLOBRES**

Tucumán | Argentina



**GOBIERNO DE
TUCUMÁN**

SECRETARÍA DE ESTADO
DE INNOVACIÓN Y
DESARROLLO TECNOLÓGICO

*Se terminó de imprimir el
31 de Mayo de 2023*

Av. William Cross 3150
T4101XAC | Las Talitas
Tucumán | Argentina
Tel. (54 381) 4521000

www.eeaoc.gob.ar

