



Organización de las Naciones
Unidas para la Alimentación
y la Agricultura

Modelo de negocio de aprovechamiento energético de biogás en tambos

COLECCIÓN
INFORMES
TÉCNICOS

N.º 13



Modelo de negocio de aprovechamiento energético de biogás en tambos

COLECCIÓN INFORMES TÉCNICOS N.º 13

FAO. 2020. *Modelo de negocio de aprovechamiento energético de biogás en tambos*. Colección Informes Técnicos N.º 13. Buenos Aires. <https://doi.org/10.4060/ca9066es>

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

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

ISBN 978-92-5-132623-7

© FAO, 2020



Algunos derechos reservados. Este obra está bajo una licencia de Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual 3.0 Organizaciones intergubernamentales.; <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/igo/deed.es>.

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

Toda mediación relativa a las controversias que se deriven con respecto a la licencia se llevará a cabo de conformidad con las Reglas de Mediación de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI) en vigor.

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

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

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

Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca

Luis Eugenio Basterra
Ministro de Agricultura, Ganadería y Pesca

Marcelo Alós
Secretario de Alimentos, Bioeconomía
y Desarrollo Regional

Miguel Almada
Director de Bioenergía

Ministerio de Desarrollo Productivo

Matías Sebastián Kulfas
Ministro de Desarrollo Productivo

Sergio Enzo Lanziani
Secretario de Energía

Ángel Guillermo Martín Martínez
Director Nacional de Energías Renovables

Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura

Hivy Ortiz Chour
Oficial Forestal Principal
Oficina Regional América Latina

Francisco Yofre
Oficial de Programas
Oficina Argentina

Leonardo Genero
Autor

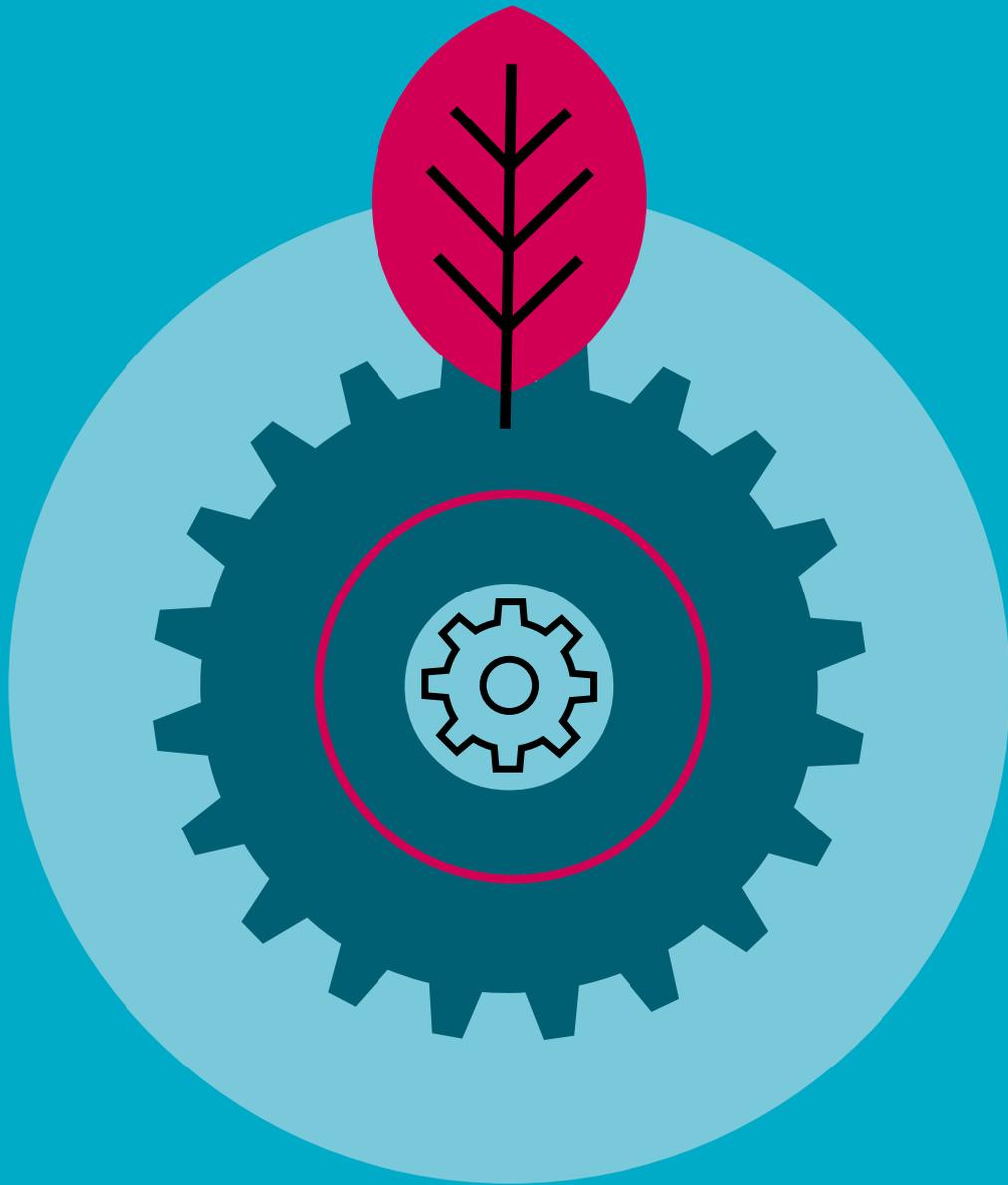
Julio Menéndez
Revisión técnica

Verónica González
Coordinación Colección

Sofía Damasseno
Colaboración Colección

Marisol Rey
Edición y corrección

Mariana Piuma
Diseño e ilustraciones



ÍNDICE

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

1.	
Introducción	1

2.	
Situación actual	3

3.	
Descripción de las empresas analizadas	5
3.1 Gestión actual de efluentes y residuos orgánicos	6

4.	
Proyectos de generación de energía	11
4.1 Empresa A	12
4.1.1 Potencial de generación de biogás	12
4.1.2 Tecnología elegida para el proyecto y descripción de instalaciones del digestor	14
4.1.3 Potencialidad de uso del biogás	15
4.1.4 Consumo interno del proyecto y costos de operación	18
4.1.5 Inversión del proyecto	20
4.1.6 Análisis financiero del proyecto	21
4.2 Empresa B	23
4.2.1 Potencial de generación de biogás	23
4.2.2 Tecnología elegida para el proyecto y descripción de instalaciones del digestor	25
4.2.3 Potencialidad de uso del biogás	26
4.2.4 Consumo interno del proyecto y costos de operación	29
4.2.5 Inversión del proyecto	32
4.2.6 Análisis financiero del proyecto	33
4.3 Empresa C	34
4.3.1 Potencial de generación de biogás	34
4.3.2 Tecnología elegida para el proyecto y descripción de instalaciones del digestor	36
4.3.3 Potencialidad de uso del biogás	38
4.3.4 Consumo interno del proyecto y costos de operación	40
4.3.5 Inversión del proyecto	44
4.3.6 Análisis financiero del proyecto	44
4.4 Análisis de sensibilidad	45
4.4.1 Empresa A	45
4.4.2 Empresa B	45
4.4.3 Empresa C	50

5.

Conclusiones

53

Bibliografía

57

Anexo

59

Legislación vigente

59

Cuadros

Cuadro 1	Detalle de residuos de los establecimientos	9
Cuadro 2	Dimensiones del digestor, Empresa A	15
Cuadro 3	Generación y consumos internos, Empresa A, Modelo 1	16
Cuadro 4	Potencialidad de reemplazo de combustible	17
Cuadro 5	Modelo de generador seleccionado, Empresa A, Modelo 1	17
Cuadro 6	Pérdidas térmicas	19
Cuadro 7	Consumo energético del proyecto	20
Cuadro 8	Inversión, Empresa A, Modelo 1	22
Cuadro 9	Resumen de flujo de fondos, Empresa A, Modelo 1	22
Cuadro 10	Dimensiones del digestor, Empresa B, Modelo 1 (50% del sustrato total) y Modelo 2 (100% sustrato concentrado)	26
Cuadro 11	Generación y consumos internos, Empresa B, Modelo 1	27
Cuadro 12	Potencialidad de reemplazo de combustibles, Empresa B, Modelo 1	27
Cuadro 13	Generación y consumos internos, Empresa B, Modelo 2	28
Cuadro 14	Potencialidad de reemplazo de combustibles, Empresa B, Modelo 2	28
Cuadro 15	Modelo de generador seleccionado, Empresa B, Modelo 1	28
Cuadro 16	Modelo de generador seleccionado, Empresa B, Modelo 2	29
Cuadro 17	Valores para estudio térmico, Empresa B	31
Cuadro 18	Pérdidas térmicas, Empresa B	31
Cuadro 19	Consumo energético del proyecto, Empresa B	31
Cuadro 20	Inversión, Empresa B, Modelo 1	33
Cuadro 21	Resumen flujo de fondos, Empresa B, Modelo 1	34
Cuadro 22	Potencial de generación de biogás, Empresa C	35
Cuadro 23	Dimensiones del digestor, Empresa C	38
Cuadro 24	Generación y consumo interno, Empresa C	39
Cuadro 25	Potencialidad de reemplazo de combustible, Empresa C	40
Cuadro 26	Modelo de generador seleccionado, Empresa C	40
Cuadro 27	Temperaturas medias	42
Cuadro 28	Valores para estudio térmico	42
Cuadro 29	Pérdidas térmicas	43
Cuadro 30	Consumo energético del proyecto, Empresa C	43
Cuadro 31	Inversión, Empresa C	45
Cuadro 32	Resumen flujo de fondos. Análisis con el menor precio propuesto y máximas horas de suministro, Empresa C	46
Cuadro 33	Análisis de sensibilidad, precios vs. horas anuales, Empresa A	47
Cuadro 34	Análisis de sensibilidad, Empresa B, Modelo 1	47
Cuadro 35	Sensibilidad entre precio analizado/horas de suministro, Empresa B	48
Cuadro 36	Inversión, Empresa B, Modelo 2	48
Cuadro 37	Resumen flujo de fondos, Empresa B, Modelo 2	49
Cuadro 38	Análisis de sensibilidad, Empresa B, Modelo 2 (análisis con mínimo de horas de suministro)	50
Cuadro 39	Análisis de sensibilidad, Empresa B, Modelo 2	51
Cuadro 40	Análisis de sensibilidad, eficiencia regular, Empresa C	52
Cuadro 41	Análisis de sensibilidad, incidencia de las horas de parada, Empresa C	52

PRÓLOGO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

GN	gas natural
PC	poder calorífico
SF	sólido fresco
ST	sólidos totales
TIR	tasa interna de retorno
TRH	tiempo de retención hidráulico
TRS	tiempo de retención de sólido
VAN	valor actual neto

Unidades de medida

°C	grado centígrado
ARS/a	pesos argentinos por año
ARS/m ³	pesos argentinos por metro cúbico
h	hora
ha	hectárea
kcal	kilocaloría
kcal/d	kilocaloría por día
kcal/l	kilocaloría por litro
kcal/m ³	kilocaloría por metro cúbico
kg	kilogramo
km	kilómetro
kW/a	kilovatio por año
kW/d	kilovatio por día
kWh	kilovatio hora
l	litro
l/a	litro por año
l/kg	litro por kilogramo
l/mes	litro por mes
m ²	metro cuadrado
m ³	metro cúbico
m ³ /a	metro cúbico por año
m ³ /d	metro cúbico por día
m ³ /mes	metro cúbico por mes
m ³ /t	metro cúbico por tonelada
MWh	megavatio hora
MWh/h	megavatio hora por hora
Nm ³	metro cúbico normal
t	tonelada
t/d	tonelada por día
USD/a	dólar por año

USD/m ³	dólar por metro cúbico
USD/MW	dólar por megavatio
USD/MWh	dólar por megavatio hora
USD/Nm ³	dólar por metro cúbico normal

Fórmulas químicas

NH ₄	amonio
CH ₄	metano
H ₂ S	sulfuro de hidrógeno
N	nitrógeno
Na	sodio
NO _x	óxidos de nitrógeno
P	fósforo

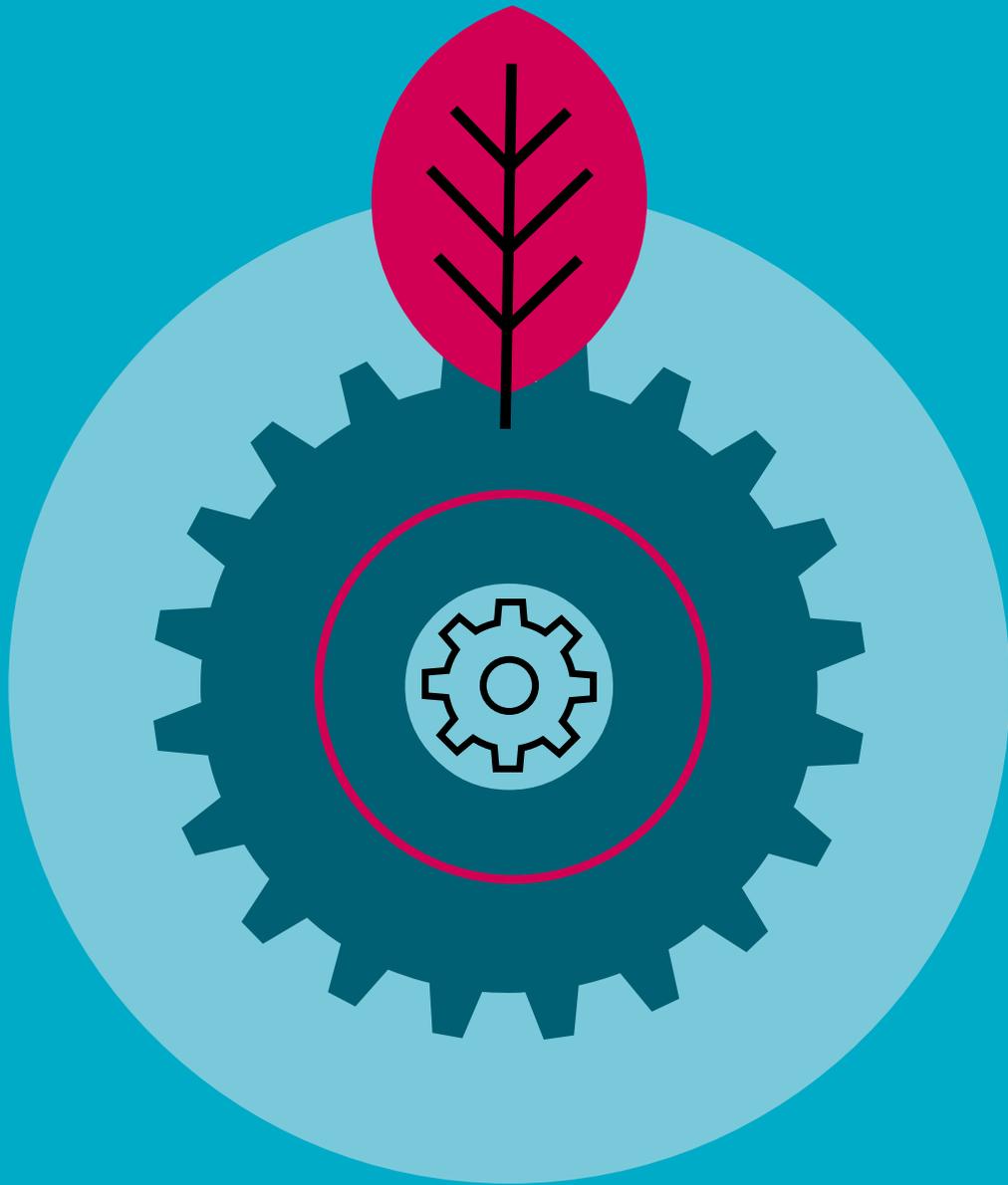
RESUMEN EJECUTIVO

Este informe presenta un resumen del análisis de proyectos de generación de biogás y energía eléctrica a partir de residuos de tambos, con el objetivo de poner en evidencia la complejidad de factores que influyen en este tipo de emprendimientos, y así contribuir al desarrollo de modelos de negocios y a la formulación de políticas sectoriales.

Para realizarlo, se examinaron las inversiones necesarias para proyectos llave en mano de distinta escala en tres empresas, así como sus costos operativos. En algunos casos, se analizó el uso de cosustratos, un factor que debe estudiarse detenidamente al evaluar posibles modelos de proyecto, ya que, si bien estos potencian la generación de energía, también pueden aumentar los riesgos de precio y disponibilidad en el tiempo.

Los proyectos analizados presentan resultados disímiles en términos económico-financieros: desde números rojos hasta recuperación de la inversión en el tiempo y pago de los costos operativos. Como factores fundamentales para la viabilidad de un proyecto surgen el hecho de contar con una base de generación segura, estable en el tiempo y de fácil operación, y el precio de venta de la energía. La inexistencia en el país de un mercado para el efluente tratado como bioabono determinó que no se pusiera un precio de venta para este producto.

Una gran limitante para este tipo de proyectos es la alta inversión inicial, razón por la cual en algunos casos se analiza la financiación con un porcentaje de deuda.



1. INTRODUCCIÓN

Este informe brinda información para comprender en profundidad cuál es la situación del sector productivo de los tambos en las provincias de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe, y cuáles son las condiciones que deberían darse para la promoción de proyectos de biogás en este sector.

El estudio evalúa la posibilidad de generar energía eléctrica o térmica a partir de los residuos y efluentes orgánicos generados en tambos de tres tamaños diferentes: con menos de 500 vacas, entre 501 y 1 000 vacas y más de 1 000.

El alcance del estudio permite evaluar la factibilidad de realizar un proyecto de características similares a estos tres tipos de empresas, conociendo los costos de inversión del proyecto, costos de operación, valores de generación de energía, potencial uso de la energía (ya sea térmica o eléctrica), los ingresos reales y con ellos la capacidad de repago para la recuperación del capital.

Se pretende alcanzar, con un razonable grado de certeza, cuáles son las acciones, inversiones, beneficios, costos, dificultades técnicas, operativas y administrativas que se presentan en un proyecto según sus características, las cuales deben medirse y presentarse para la evaluación posterior.

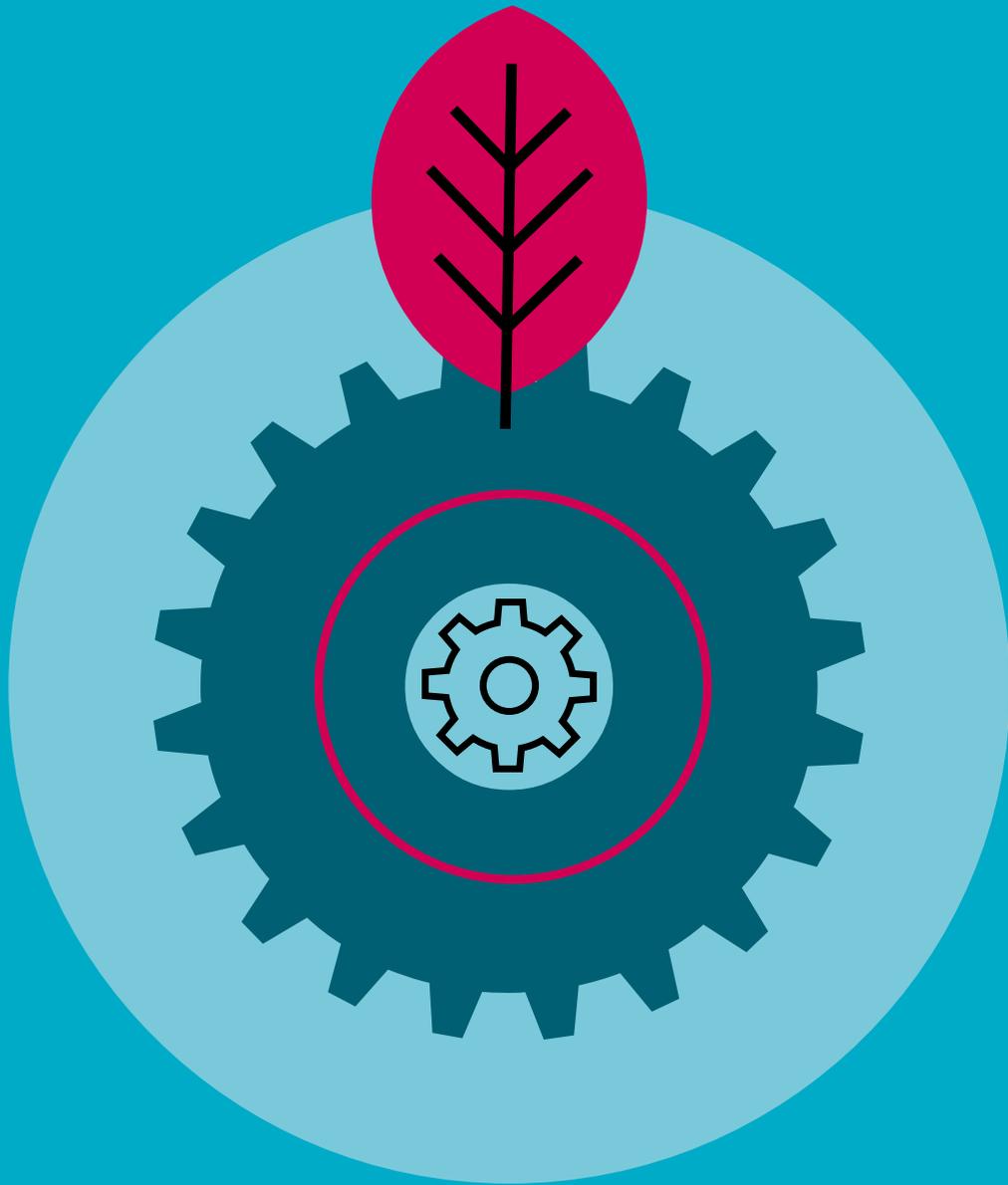
El estudio se basó en una estimación de los residuos disponibles y con ello se realizó un potencial de digestión, partiendo de los datos suministrados por el personal de los establecimientos. Todos aquellos datos necesarios para los cálculos de generación y realización del proyecto que no brindaron los establecimientos consultados fueron supuestos a partir de datos de otros de la misma industria con residuos y efluentes similares.

Es importante entender que, en el caso de decidir avanzar en la realización de un estudio más detallado, se deberán ajustar los valores para un análisis más preciso y proceder a una caracterización completa de los residuos y efluentes. Esto permitirá llevar a cabo una evaluación de todos los aspectos involucrados en el proyecto.

Para la elaboración del presente informe, se ha considerado la información brindada por las empresas y las condiciones del entorno, la ubicación de las plantas, la disponibilidad real de residuos, propios y de terceros, la calidad de estos, el acceso a la red eléctrica y las posibilidades de entregar la energía, etc. Todos estos elementos son parte del presente estudio.

Cabe destacar que el costo de conexión a la red para poder entregar la energía eléctrica generada fue estimado en función de la información brindada y referencia de otros estudios realizados. Debido a las dificultades técnicas de la conexión en cada caso y particularmente por la baja generación, alcanzar un grado de certeza mayor no fue posible. Para poder establecer los requerimientos y costos de conexión a la red se debe trabajar con la distribuidora de energía eléctrica para que establezca todas las condiciones necesarias para hacerlo.

Asimismo, se determinaron los costos y se hizo una evaluación de prefactibilidad técnico-económica de proyectos de generación de biogás y su aprovechamiento, considerando la tecnología de mercado más eficiente y el precio más adecuado de venta de energía, para brindar información sólida para tomadores de decisión del sector público y del sector privado.



2. SITUACIÓN ACTUAL

La generación de efluentes y residuos orgánicos del sector tambero, con diferentes escalas de producción, que han sido seleccionadas para realizar el presente informe pueden ser un recurso clave para promover proyectos de bioenergía en la Argentina.

La utilización de biomasa como combustible alternativo permitirá un fortalecimiento de la red energética en las distintas áreas del país, con beneficios adicionales para el establecimiento y la zona donde se ubique.

Se estima que los casos de estudio analizados son potenciales generadores de biogás y que los modelos de negocios serán viables tanto técnica como económicamente. Asimismo, los beneficios ligados a la implementación de un proyecto de estas características son de índole ambiental y operativos, lo que genera un valor agregado porque repercute en la imagen positiva de la empresa frente a los vecinos y a los clientes.

Resulta conveniente aclarar que, en general, los tambos están necesitando una reestructuración y mejora de eficiencias de acuerdo con el mercado y el precio de la leche. Esto significa incrementar los litros de leche producidos por vaca, estabilizar el consumo de materia seca, y mejorar las instalaciones de los establecimientos y su entorno. Desde lo productivo, ello requiere un mayor confinamiento de los animales, es decir, la intensificación de la producción.

Existen diversos sistemas de confinamiento:

- Sistema de corral seco con pendiente, también llamado *drylots*.
- Sistema de producción estabulado o *free stall*.
- Sistema de producción con cama de compostaje, conocido como sistema israelí o sistema de cama caliente.

Intensificar la producción implica hacer un uso más eficiente de los recursos: suelos, agua, instalaciones, alimentos, vacas, personal, etc. La elección del modelo de sistema depende del entorno, sus beneficios y debilidades. Se apunta a que pueda ser contemplado para todos los casos y escalas; para ello una parte del costo total de las mejoras de las instalaciones para aprovechamiento de los efluentes y residuos tiene que ver con las mejoras de corrales necesarias para brindar no solo bienestar animal, logística adecuada, procesos más eficientes, etc., sino, además, buena práctica de gestión de residuos y efluentes, y, por ende, buena calidad de materia prima para el proceso de biodigestión.

La degradación anaeróbica de los efluentes da como resultado un efluente con valor agronómico y puede considerarse un bioabono que permite devolver al suelo parte de los nutrientes extraídos por los procesos de cultivo intensivos habituales y, por este mecanismo, disminuir la necesidad de químicos para la fertilización de los campos.

El análisis de las distintas alternativas de proyectos en función de las etapas por las que transcurrirá el establecimiento permite realizar la comparación en las diferentes escalas y la toma de decisiones con fundamentos técnicos y económicos.

El desarrollo del estudio sirve como caso de referencia para el fomento de nuevas estrategias energéticas a nivel regional y nacional, con una noción real de la tecnología empleada y la potencialidad de generación de energía eléctrica o térmica a partir de ella.

3. DESCRIPCIÓN DE LAS EMPRESAS ANALIZADAS

La Empresa A, ubicada en la provincia de Buenos Aires, posee un total de 300 vacas estables. Para el análisis de este tamaño de establecimiento (menor a 500 vacas), se presentan dos modelos de proyecto, uno utilizando únicamente los residuos propios y el otro considerando cosustratos de terceros (en este caso, hay un *feedlot* a 22 km). El predio abarca un área de casi 200 hectáreas, gran parte de estas está destinada a la agricultura (producción propia de alimentos), y un sector menor, a la cría intensiva de vacas para ordeño (aproximadamente dos tambos de 300 vacas). Se analiza uno de ellos, debido a la reconversión de su explotación extensiva en intensiva mediante manejo de rodeo de tipo estabulado, bajo galpón, con cama de compostaje.

El establecimiento cuenta con una capacidad para albergar 300 vacas para ordeño, en galpones de hormigón y estructuras metálicas, y si bien no tiene pisos ranurados, el sistema de intensificación prevé estas adaptaciones mediante fosas de acumulación de heces y orina, o bien sistemas de *compost barns* para recuperar sólidos y efluentes de calidad. Lleva varios años dedicados a la agricultura (implementos agrícolas, explotaciones en general) y desde alrededor de diez años, al sector tambero, con proyección a intensificar la producción y pensar en valor agregado.

Por su parte, la Empresa B, ubicada en la provincia de Santa Fe, tiene un total de 530 vacas estables. Para el análisis se presentan dos modelos de proyecto, uno utilizando únicamente el 50% de los residuos propios y el otro considerando el 100% de los sustratos, y aún más, proyectando un resto de cosustrato de otra explotación propia lindante (a menos de 5 km se dispone de dos establecimientos de 700 y 190 animales del mismo propietario, con lo cual el recurso biomasa no es un problema). Es una empresa familiar de muchos años en el sector tambero, fundada por abuelos y descendientes de inmigrantes, con más de 70 años lograron posicionarse como un establecimiento líder en la zona. Cuenta con tres plantas equidistantes a no menos de 5 km (por caminos rurales) por lo cual, puede servir, como cosustrato propio, el material generado en estos establecimientos. Si bien en este informe solo se analiza uno de ellos –con 530 vacas en total–, entre todos, alcanzan casi las 1 500 cabezas. El predio dispone de aproximadamente 540 hectáreas para explotación, con suelo y paisaje típico de la cuenca del río Salado en su recorrido medio y final sobre territorio santafesino.

Cabe destacar que esta empresa en particular, desde sus inicios, ha tenido dificultades en los caminos rurales para extracción de lo producido (tuvo que mejorar y trazar de manera particular algunos caminos alternativos). Por otro lado, la energía suministrada para

el manejo adecuado del establecimiento (a la escala actual) debe ser cubierta con equipos generadores propios, si bien, en el corto plazo se estará realizando el tendido eléctrico del ramal de media tensión desde el pueblo hasta el establecimiento. En los relevamientos efectuados, es muy común observar estas cuestiones, es decir, el reemplazo o aporte al servicio eléctrico y de gas mediante generadores propios debido fundamentalmente a que, o no hay servicio, o el que hay carece de buena conectividad (sale de servicio con frecuencia), lo que complejiza la producción del establecimiento.

Con respecto a la Empresa C, ubicada en la provincia de Córdoba, a unos 30 km al sur de la localidad de Río Cuarto, cuenta con un total de 1 300 vacas estables, distribuidas en dos establecimientos vecinos a escasos 1 000 metros uno del otro (uno con casi 1 000 y otro con 350 vacas estabuladas como máximo).

Una cuestión significativa y no menor, desde el punto de vista económico-financiero de los proyectos de los establecimientos A y C, es la disponibilidad de otro producto de proceso que es el biofertilizante. Si bien en el presente estudio no se valora ni se lo contempla como beneficio energético, sí es un motivo de inversión interesante, y bien puede ser desarrollado como aprovechamiento de la biomasa disponible. Puntualmente este tipo de externalidades de la tecnología de la digestión anaeróbica hace que su versatilidad requiera de un análisis mucho más global y específico para poder cuantificar de manera más precisa cada caso en particular y no quedarse en un análisis generalizado de la situación del sector.

En cuanto a los sustratos, ocurre un caso particular en el sector tambero porque se dispone de ensilado de maíz (generalmente) para uso como alimento. Sin embargo, este puede ser utilizado (sin procesos ni tratamientos) como cosustrato, con lo cual se obtendría una producción de biogás mucho mayor a la que se obtiene con el uso de efluentes zootécnicos.

Si bien no se consideró en el presente informe, es posible vincular un porcentaje de los costos por alimento en los costos de funcionamiento del digestor (costo del sustrato) y poder determinar si, de acuerdo con el precio de compra de la energía, se pueden obtener beneficios por generación, no solo aprovechando el efluente, sino también una parte de la alimentación de los animales (dando valor agregado a esos sustratos de otra forma).

En este estudio, se considera la tecnología más probada y aceptada sobre digestión anaeróbica. Las instalaciones de mezcla completa permiten, con inversiones medias, lograr eficiencias de generación de biogás muy superiores a cualquier otra tecnología. Si bien se tiene presente que hay otros modelos y diseños de reactores y lagunas posibles, estos no son lo suficientemente beneficiosos por sus rendimientos.

3.1 Gestión actual de efluentes y residuos orgánicos

Las tres empresas estudiadas realizan actualmente un tratamiento de efluentes simple, basado en la decantación en lagunas y la degradación a través de procesos naturales, cuyo volumen se detalla en el Cuadro 1.

La Empresa A cuenta con un sistema de manejo y gestión de efluentes y residuos. Si bien la limpieza del galpón se efectúa periódicamente sin un seguimiento estricto, el efluente producto de la mezcla de agua-orina-estiércol-cama se deriva por acumulación, mediante canalización a cielo abierto hacia un sistema de piletas (tres en total, de 50 m x 7 m aprox., de distintas profundidades) donde se controlan las capacidades adecuadas de descarga (según normativas provinciales). Cada vez que se genera en el sistema un cierto volumen de efluente y residuo, por gravedad, se dirige a estas piletas. El sistema de lagunas consiste en tres lagunas en serie, impermeabilizadas con membrana, desde donde los

efluentes son almacenados hasta ser utilizados en el campo propio (se pretende efectuar fertirriego).

El tiempo de retención hidráulica (TRH) hasta que los efluentes son utilizados permite la acumulación de sedimento por parte de los sólidos que contiene el efluente y otra parte queda flotando y forma una fina capa en la superficie (sólidos en suspensión). Es decir, que es el tiempo teórico durante el cual permanece un volumen determinado del sustrato dentro del digestor para que este sea degradado completamente por las bacterias.

En las lagunas se lleva a cabo la degradación mediante procesos naturales, aeróbicas y principalmente anaeróbicas (primera pileta), que degradan parte de la carga orgánica inicial proveniente de los galpones. Las lagunas no tienen sistema de mezcla, ni aireación, ni hay un control de los parámetros estricto. La segunda pileta actúa de manera facultativa, y la tercera, menos profunda, resulta un tratamiento extensivo aeróbico.

Debido a que en todo el sistema no hay un seguimiento ni separación de sólidos, en una primera instancia (en cercanías a los galpones/corrales), viene con una carga aproximada de sólidos totales (ST) que ronda el 10%. Luego, si se efectúa un seguimiento estricto, se podrá ver que a la entrada de la primera pileta, por deposición en los canales, solo llega un curso que se precisará determinar (inferior al 6%). Por esto, los datos aquí consignados son meramente teóricos y se basan en aproximaciones, según los datos brindados por el propietario, que permiten estimar un 6% ST final, si bien claramente, en las lagunas se tiene un valor menor.

Por su parte, la gestión de efluentes de la Empresa B está compuesta por canales de derivación a lagunas naturales lindantes, que salen de la planta de ordeño hacia el suroeste, a escasos 200 metros. El canal de derivación no cuenta con sistema de separación de sólidos, pero de acuerdo con valores teóricos¹, se estima que entre 40 y 50 kg de estiércol/animal diarios se producen y acumulan en las playas.

Entonces, la cantidad de sólido generado en las playas de ordeño es de 23 850 kg de sólidos frescos (SF) para las 530 vacas (con un porcentaje de sólidos totales superior al 18%). Posteriormente, la mezcla de agua de lavado con estiércol se barre y bombea al sistema de lagunas mediante canales abiertos (una parte en hormigón, y otra, cunetas sin estructura).

A su vez, el sistema de provisión de agua (bombas propias) y de reserva cuenta con una capacidad de consumo (para animal y lavado) de aproximadamente 90 000 litros diarios. Estimando la utilización de 150 litros por animal por día, el efluente líquido que circula en el sistema (como consumo –orina– y para lavado) es de 79 500 litros. Estos valores son máximos y se consideran con valor más desfavorable (para el sistema de tratamiento).

No hay ninguna etapa de pretratamiento antes de los canales, y las lagunas cuentan con una dimensión aproximada para la primera etapa de: 60 m x 10 m x 3 m (1 800 m³); para la segunda etapa: 80 m x 12 m x 2,5 m (2 400 m³), y para la última etapa: 100 m x 15 m x 1 m (1 500 m³) con un total de todo el sistema de casi 6 000 m³, estimando un tiempo de residencia de 60 días.

El sistema extensivo de tratamiento consta de una sola laguna sin impermeabilización de dimensiones generales que, de acuerdo con las profundidades que informó el dueño del establecimiento, se puede separar en tres etapas claramente visibles, en donde la primera realiza el proceso de tratamiento anaeróbico, y las posteriores son facultativas (conside-

¹ Se estima de acuerdo con un porcentaje por kg en pie, es decir, aproximadamente entre el 7 y 8% del peso vivo.

rando la última parte de la tercera laguna como aeróbica). El total del efluente (teórico), el cual se puede obtener mejorando la gestión de agua y derivaciones para su aprovechamiento 100%, es de 103,35 m³. Estas mejoras implican cambios en las instalaciones e inversiones importantes en el sistema de recolección actual.

Al tener una caracterización de la corriente general previa a la derivación en las lagunas de canalización, y, mediante una adecuación de los sistemas de gestión de efluentes con los que hoy cuenta el establecimiento, es posible separar gran parte de los efluentes para concentrar sólidos y disminuir impacto. Esto permitiría tener un efluente con menor volumen y mayor concentración de sólidos, y lograr mejores beneficios. Se puede considerar el uso del efluente resultante en la última laguna para uso de riego en campos lindantes (propios) en cultivos utilizados para la elaboración de pasturas y forrajes para el preparado de raciones. De todos modos, la aplicación del efluente resultante del proceso de tratamiento en suelos lindantes no se consideró en este estudio; no se tiene información específica sobre el costo de la operación, ni caracterización de los suelos o cálculos de aplicación en suelo, necesidades en función de las precipitaciones, cultivos, entre otros.

En cuanto a la Empresa C, los efluentes y residuos generados se envían por medio de canales de derivación a un sistema de lagunas con geomembrana, las cuales realizan el proceso de tratamiento. El efluente proveniente de las playas de ordeño se colecta en canaletas desde donde se dirigen por gravedad mediante ductos hacia una cámara de rejillas (separación de gruesos). En esa cámara se filtra el efluente por medio de un tamiz grueso que separa los sólidos y estos son retirados posteriormente y enviados a las pilas de compostaje de tratamiento que poseen. A su vez, se utiliza una pileta tipo decantador y se bombea el fondo de los sólidos depositados.

La corriente líquida se dirige por gravedad al pozo de bombeo, desde donde, por medio de bombas sumergibles, se traslada a un nuevo proceso (lagunas anaeróbicas). Luego por gravedad (nivel del vaso comunicante) se conectan estas lagunas entre sí, mediante desborde; la segunda laguna (menos profunda) es simplemente laguna anaeróbica facultativa, desde donde, con otro sistema de bombeo, se retira con equipos de última generación (estercoleros) y se riega por surqueo.

Los sólidos decantados y estibados por un tiempo (compostaje) son también utilizados como enmienda orgánica; aproximadamente entre 50 y 60 hectáreas lindantes tienen por campaña una mejora sustancial en sus rindes, producto de la aplicación no solo de nitrógeno (N), fósforo (P), potasio (K), sino, además, de materia orgánica.

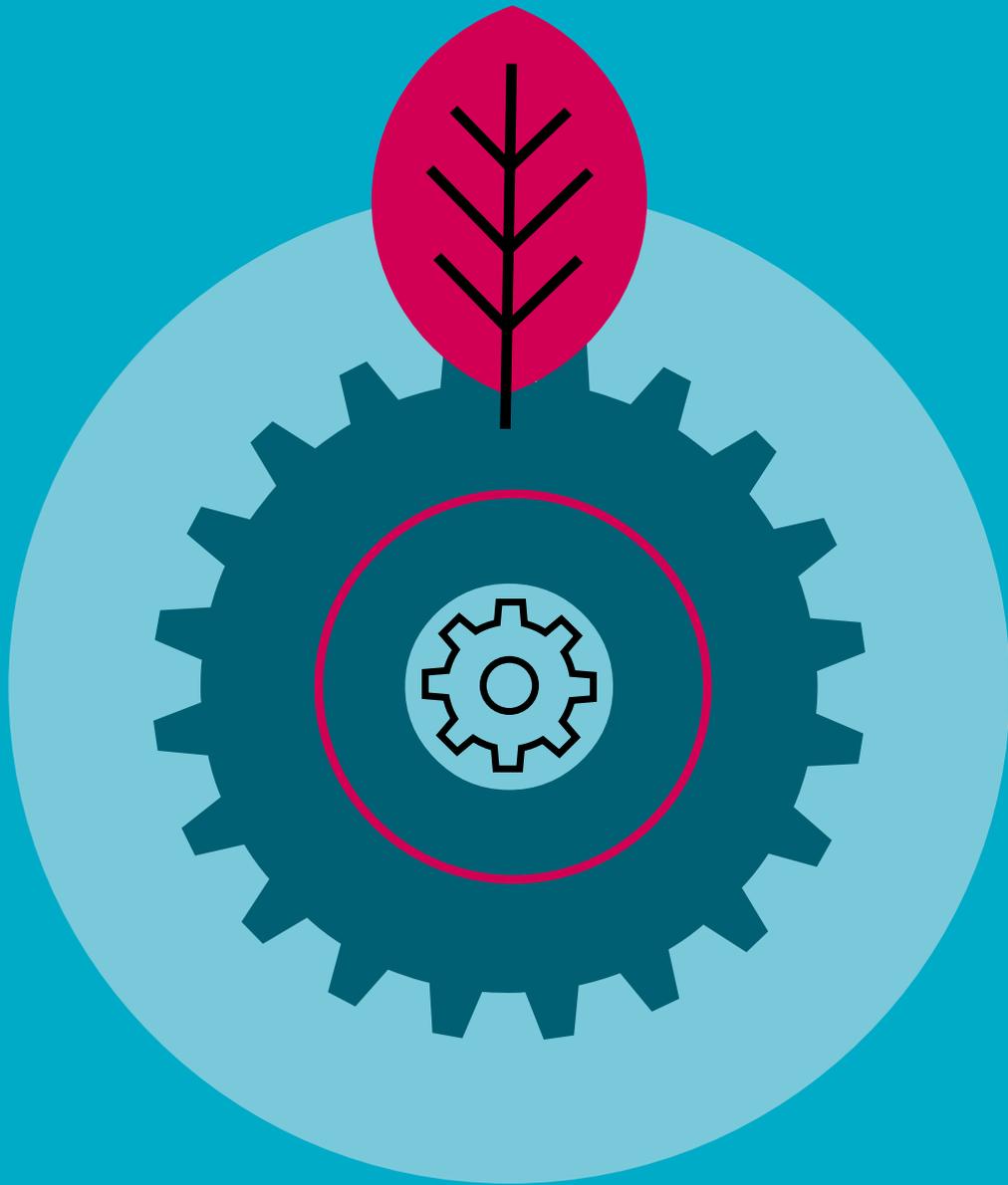
Actualmente, los sólidos separados en el proceso son gestionados como un residuo no especial y son utilizados como enmienda orgánica para uso agropecuario (como permite la ley en Córdoba). Esta disposición ya tiene hoy un costo para la empresa, y, por lo tanto, la gestión diferenciada que puede surgir como beneficio a partir de la implementación de un proceso de generación anaeróbica no puede considerarse en el estudio como un costo adicional, si bien puede variar su gestión en general. Respondería a un análisis adicional el uso de este tipo de subproductos y sus costos de gestión versus los beneficios ambientales y económicos de su aplicación.

Los sólidos que se generan son 65 t/d en los días de operación, y una vez retirados del tratamiento primario se transportan por un camión que los vuelca en el terreno natural al lado de las lagunas.

3. Descripción de las empresas analizadas

Cuadro 1. Detalle de residuos de los establecimientos

Detalle de sustratos de los establecimientos			
	Empresa A	Empresa B	Empresa C
Efluente líquido (m ³ /d)	42,5	103,3	180
Eficiencia de separación de sólidos (%)	No posee	-	-
Residuos sólidos: resto de alimento y otros (t/d SF)	No recolecta	-	65



4. PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

Los proyectos tienen como objetivo principal la generación de energía eléctrica o térmica y, por lo tanto, la maximización de la generación de biogás con los sustratos existentes. Para alcanzar este objetivo, se plantean proyectos de generación de biogás a través de la digestión anaeróbica de los residuos orgánicos, mediante un sistema de alta eficiencia.

Los digestores seleccionados para la Empresa A serán del modelo europeo (alemán), los cuales son de reactor de mezcla completa y con control de la temperatura en el rango mesofílico (por arriba de los 35 °C) con TRH corto dependiendo de las consideraciones del efluente por procesar.

Al mantener condiciones controladas de temperatura y mezcla se asegura un funcionamiento constante las 24 horas del día y una alta degradación de la carga orgánica (eficiencia de tratamiento).

Los digestores de mezcla completa son las instalaciones más utilizadas en el mundo, debido a la alta eficiencia de los procesos de tratamiento y generación. A diferencia de otras tecnologías, por ejemplo, lagunas, este diseño tiene versatilidad en sustratos y condiciones operativas (porcentaje de ST, TRH, pH, temperatura) lo que da la posibilidad de programar sus procesos de tratamiento y optimizarlos aún más con cambios de variables, algo imposible con otros sistemas.

El sistema podría facilitar, bajo otra gestión de proceso (cuando se impermeabilice el piso de los galpones o se coloque estabulados, *compost barns*, *free stalls*, u otro sistema de recolección 100%), que se aproveche el proceso de concentración de sólidos. El objetivo es trabajar con una cantidad de sólidos que permita el sistema anaeróbico en esta tecnología, que debe ser menor al 18% en los sustratos de entrada, pero no inferior al 8%. Los límites de ST dentro del digestor están relacionados con su operación y, principalmente, para mantener los ST en suspensión con los equipos de mezcla utilizados. Esto implica una inversión en el establecimiento que está incluida en la gestión y en los costos de manejo del efluente o residuo que se quiere aprovechar.

En el caso de la Empresa B, en el sistema diseñado, se puede aprovechar el proceso de concentración de sólidos modificando el tratamiento actual, pero se considera que el efluente actual no es suficiente. El objetivo es trabajar con la mayor cantidad de sólidos que permite un sistema anaeróbico de esta tecnología, que ronda en el 18 a 25% de sólidos en los sustratos de entrada. Los límites de ST dentro del digestor están relacionados con la operación del digestor y, principalmente, para mantenerlos en suspensión con los equipos de mezcla utilizados. Al ser degradable, la materia orgánica de los sustratos (que

al descomponerse en condiciones anaeróbicas genera biogás), se considera una recirculación de sólidos de salida del digestor, para aumentar el tiempo de retención de sólidos (TRS). El presente estudio analiza la mezcla que termina saliendo a 5% ST. De esta manera, si se concentrara el sólido antes del tratamiento, se tendría menor volumen (menos inversión) y mayor rendimiento del proceso.

Luego del digestor, se utilizan equipos para una nueva separación de sólidos del efluente, donde la fracción líquida es enviada a la planta de tratamiento de efluentes existente (puede ser utilizada como biofertilizante en campo propio mediante estercoleros o sistemas de riego), y la parte con mayor contenido de sólidos sigue dos caminos, por un lado, se recircula a la entrada del sistema (premezcla) y, por el otro, se utiliza como fertilizante o enmienda orgánica en campo propio.

Tanto en la Empresa A como en la B, el biogás generado es impulsado a baja presión mediante sopladores de forma continua, para poder ser aprovechado en el lugar donde se ubican los equipos de generación o las calderas, en el caso del uso del biogás en reemplazo de gas natural (GN) u otro combustible. El proyecto contempla el tratamiento del biogás para disminuir el contenido de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y la humedad que posee, requerimiento fundamental para no dañar los equipos de generación de energía eléctrica o las calderas.

En el Modelo 2 de la Empresa A, se analiza el proyecto incluyendo el total del sustrato generado, proyectando el tratamiento del 100% de la materia orgánica, con alto potencial de generación de biogás (alto contenido de sólidos volátiles), pero siempre en cantidades y calidad específica para no desestabilizar el proceso microbiológico del sistema de digestión anaeróbica. Obviamente, el sistema se duplica (dos tanques de tratamiento).

4.1 Empresa A

4.1.1 Potencial de generación de biogás

4.1.1.1 Modelo 1

Para realizar la estimación del potencial de generación de biogás, se consideró información estándar de establecimientos con las mismas características, ya que en el consultado no poseen una caracterización de los efluentes generados.

El potencial de generación de biogás que se presenta es meramente teórico, no se analizaron muestreos ni tampoco se basó en modificaciones de gestión que puedan potenciar el sistema.

En este Modelo 1, para el proyecto y por la escala, no se utilizará el 100% del efluente, principalmente debido a que se minimiza la inversión (por el contrario, si se utilizara todo el efluente, 42,5 m³/d, el digestor sería muy grande y no se podría afrontar esa inversión inicial).

Para poder utilizar el total del efluente, se deben concentrar los sólidos que se quieren digerir (en al menos por arriba del 10% de ST) de manera de reducir los volúmenes de agua –enviar a recuperación o riego, o agua para lavado en ciclo cerrado– y concentrar materia biomásica para degradar.

Potencial de generación de biogás:

- Caudal del efluente: 15 m³/d.
- Materia seca del efluente: 6%.
- Generación de metano: 520 l/kg de sólidos volátiles removidos.

Características del biogás generado:

- Producción de biogás: 374,4 m³/d.
- Producción de metano: 209,7 m³/d.
- Proporción de metano en el biogás: 56%.
- Poder calorífico del biogás: 5 500 kcal/m³.
- Poder calorífico diario del biogás: 2 059 200 kcal.

Inhibidores

Si bien los inhibidores a estos niveles de efluentes (cantidades) solo pueden ser las concentraciones de N como amonio (NH₄), o alto contenido de inertes (barro, silicio, piedras), también los productos de limpieza que se utilizan en los procesos, como bactericidas, pueden tener algún impacto inhibitor del proceso al estar en contacto con los efluentes. Esto podría tener efectos negativos sobre el proceso de digestión anaeróbica debido a la merma en su flora. En caso de ser necesario, se debe considerar cambiar estos productos por otros que no afecten a las bacterias del biodigestor.

4.1.1.2 Modelo 2

Como alternativa al uso de los residuos y efluentes propios del establecimiento, se plantea una opción de proyecto donde se incluyan cosustratos provenientes de otros establecimientos agroproductivos. En la zona de la Empresa A hay un *feedlot* con más de 5 000 cabezas de ganado. El propietario tiene pensado duplicar el plantel en no menos de 48 meses.

Con un manejo adecuado en el transporte de estos materiales, muy similares a los del tambo, se puede potenciar la escala del proyecto considerablemente. Sin embargo, el problema no radica en la disponibilidad de biomasa, sino en su concentración de sólidos, es decir, su calidad o cualidad.

El potencial de generación de biogás del establecimiento es bajo, producto de la “dilución” por volumen de agua. Por lo tanto, si se quisiera obtener un volumen de biogás para generar constantemente al menos 500 kWh, el mayor porcentaje de sustratos serán cosustratos y no los propios del establecimiento. Esto es una desventaja muy grande al considerar un proyecto de estas características, ya que se debe mantener una relación constante con uno o varios proveedores de cosustratos, y el riesgo por variación en el precio o en el transporte genera muchas incertidumbres en el análisis de proyectos de larga duración. Asumiendo que esto se resuelva, el sustrato por excelencia para potenciar esta actividad son los ensilados. Sin embargo, en el presente, producir y vender ensilado para energía no es económicamente viable, el precio que se paga por energía renovable es menor al costo de producción de dicha biomasa. Además, a ese nivel, la carga diaria de ensilado superaría en volumen al efluente en análisis, por lo que la propuesta sale del rango que se pretende ver aquí, que es la de aprovechar esta biomasa y no otra. No obstante, la mezcla de ensilado con alto valor de ST, con este efluente con alrededor de 6% ST, y con gran volumen podría ser una solución técnica, aunque aún no económica a este nivel de establecimiento. Por otro lado, la tecnología no es el inconveniente (se propone la más eficiente y, por lo tanto, la más ventajosa C/B), el precio de la energía con esta materia prima resulta limitante.

4.1.2 Tecnología elegida para el proyecto y descripción de instalaciones del digestor

Si bien se puede trabajar en distintos rangos de temperatura media, se eligió un proyecto de digestión anaeróbica en el rango mesofílico (óptimo en valores superiores a 35 °C) debido a que, en este caso, presenta ciertos beneficios:

- El costo del digestor es un elemento sustancial en el proceso y limitante, por eso, un sistema prediseñado que se ajusta al tamaño buscado disminuye los costos del proyecto sustancialmente y eficientiza el proceso en cuestión. Además, intensifica procesos y no requiere mucha superficie.
- El rango elegido permite una alta producción de biogás al mantener las condiciones del digestor en un rango específico de temperatura y de mezcla (valores óptimos de operación de reactores). A su vez, esos parámetros se pueden variar, otras tecnologías no permiten esos ajustes.
- Genera una baja producción de lodos; por el contrario, la biomasa resultante sirve como enmienda, es decir, se encuentra estable en sus valores fisicoquímicos, a diferencia de la que ingresó en el reactor (efluente: agua-estiércol-purín).
- La temperatura, si bien es alta y requiere mayor cantidad de calor para entregar al sistema, se encuentra disponible, y como es un proyecto de generación de energía eléctrica, se pueden aprovechar los rendimientos térmicos de los motores o turbinas que de otro modo se perderían (motor de cogeneración).

Para minimizar el volumen del digestor, se plantea una separación de sólidos previa, donde parte del efluente actual es enviado al sistema de tratamiento mediante lagunas existentes y parte es tratado en el sistema de digestión anaeróbica (concentrando biomasa para aumentar rendimiento). Por lo tanto, el separador de sólidos es un tamiz estático que permite concentrar los sólidos en la corriente aprovechable en el proyecto.

El sistema contiene un agitador mecánico inclinado dentro del digestor que permite una agitación gentil y que asegura una mezcla completa del total del volumen dentro del digestor y una desgasificación de los sustratos que se encuentran dentro del digestor. La frecuencia de agitación puede ajustarse según las necesidades y así disminuir costos operativos por la reducción del consumo energético.

Además, un gasómetro de membrana de volumen variable encima del digestor almacena el biogás generado a baja presión, desde donde es impulsado por los sopladores para su uso.

La tecnología seleccionada ofrece varias ventajas:

- Fácil operación y mantenimiento del agitador, ya que no se requiere entrar al digestor para su mantenimiento. Homogeneiza el sistema permitiendo el contacto sustrato-bacteria y transforma el proceso mediante fermentación anaeróbica (especialmente sin oxígeno porque solo de esa manera es posible generar biogás –aprovechando el metano presente–).
- Óptimas condiciones de mezcla. Esto significa que las enzimas de las bacterias presentes van generando globalmente un proceso de compuestos intermedios complejos que aseguran la digestión del sustrato.

- Se previene la sedimentación de sólidos dentro del digestor. A su vez, el sobrenadante puede ser incorporado a la masa general del reactor.
- Desgasificación constante de los sustratos dentro del digestor. La agitación ayuda a que el citoplasma de la bacteria libere los gases y compuestos resultantes de la fermentación.
- Larga vida útil de los equipos instalados, la mayoría construidos en acero inoxidable.
- Baja inversión en relación con los proyectos hechos a medida.

4.1.2.1 Dimensiones del digestor

El dimensionamiento del digestor es uno de los puntos críticos del proyecto, ya que tiene un peso importante en el costo del proyecto y condiciona gran parte de los equipos y las instalaciones necesarias para el correcto funcionamiento del proceso. En este caso, se optó por un modelo de planta prefabricado que posibilita abaratar los costos; utiliza una parte del efluente (concentrado) y permite termostatzado, reducir los tiempos de residencia (tamaño del digestor) y la inversión inicial. El tamaño del digestor está estrictamente relacionado con la tecnología seleccionada y, por lo tanto, con el TRH de diseño (Cuadro 2).

4.1.3 Potencialidad de uso del biogás

Se presentan dos posibilidades de uso del biogás: en forma directa en caldera, como reemplazo de GN u otro combustible, y la generación de energía eléctrica mediante equipos electromecánicos. Ambas necesidades son habituales en el establecimiento. La primera, necesaria para el preparado propio de la mezcla de alimentación; la segunda, tanto para las instalaciones como para los silos de acopio cercanos al lugar.

4.1.3.1 Uso directo

El aprovechamiento del biogás en reemplazo de otros combustibles tiene una serie de ventajas en términos de rendimiento, simpleza en su uso y acondicionamiento, y un menor costo de proyecto.

Al utilizar el gas directamente como combustible en una caldera, se aprovecha el 100% de su poder calorífico (PC), y el rendimiento del sistema está dado por la caldera en sí y no por el biogás. Este rendimiento no se analiza en este estudio, ya que se considera reemplazar parte del GN u otro combustible líquido por el biogás en un quemador dual, por lo tanto, el rendimiento del sistema se mantiene constante, con las instalaciones existentes.

Se requiere el tratamiento del biogás previo a su uso porque tiene un alto contenido de humedad que disminuye el PC y produce reacciones indeseadas en las emisiones. Tenien-

Cuadro 2. Dimensiones del digestor, Empresa A

Detalle	Valores	Unidades
TRH	30	días
Carga diaria de efluente	15	m ³ /d
Volumen final	450	m ³

Fuente: Elaborado por el autor.

do en cuenta que los requerimientos de tratamiento de biogás para alimentar equipos de generación de energía eléctrica son muy exigentes, estos se pueden considerar acordes a la necesidad del uso directo. Esta simplificación en el estudio permite hacer una comparación rápida y asegurar que el estado de las calderas no se verá afectado por este cambio de combustible.

Si el biogás se utiliza únicamente como reemplazo de otros combustibles fósiles, las instalaciones complementarias al tratamiento serán mucho más simples, ya que no se requerirá la instalación de los generadores, ni sistemas de aprovechamiento de su calor, ni las instalaciones para inyección de energía eléctrica a la red. Todas estas instalaciones tienen un peso muy importante en la inversión inicial y requieren un alto grado de mantenimiento, lo que hace que los costos de operación y mantenimiento sean altos.

En este caso no se consideró como primera alternativa de estudio, ya que el establecimiento actualmente no tiene GN (utiliza el envasado en zepelín) por lo que las instalaciones no están basadas en este combustible fósil, sino, principalmente, en sistemas eléctricos. Además, la legislación promueve la generación de energías renovables, pero siempre desde el enfoque de generación de energía eléctrica. La Ley 27191 establece que solo se considera el reemplazo de energía eléctrica en las obligaciones de contribuir con los objetivos fijados en porcentaje de energía consumida proveniente de fuentes renovables.

Para este análisis se considera solamente el reemplazo de GN y no de otros combustibles líquidos, ya que no se tiene un detalle de los consumos del establecimiento. Se establece que el PC del metano (CH_4) es equivalente al del GN.

En el Cuadro 3, se presentan cálculos y valores genéricos suficientes para un análisis escueto de la alternativa planteada, considerando el requerimiento energético de la planta de generación de biogás. Más adelante se detalla la inversión del proyecto, el análisis financiero, el consumo interno y los costos de operación.

Como se mencionó, el CH_4 se encuentra presente en el biogás, con valores mínimos de 56% y un promedio de 65%. El consumo interno de biogás para calefacción es de 1 755 m^3 biogás/mes, es decir que se necesitan 1 140,75 m^3 /mes de CH_4 para calefacción. Considerando que el PC del CH_4 es el mismo que el del GN, se puede entonces reemplazar tanto GN como CH_4 neto, 5 149,35 m^3 /mes, (6 290,1-1 140,75) (Cuadro 4).

La inversión inicial del proyecto llave en mano según el proveedor consultado, únicamente para aprovechamiento de biogás como combustible en caldera, es de: 281 598 USD.

Cuadro 3. Generación y consumos internos, Empresa A, Modelo 1

Biogás		
Total de biogás	374,4	m^3/d
Producción de CH_4	209,67	m^3/d
Total de biogás	11 232	m^3/mes
Producción de metano	6 290,1	m^3/mes
Consumo interno calefacción (promedio)	58,5	m^3 biogás/d
Consumo interno calefacción (promedio)	1 755	m^3 biogás/mes
Equivalente a GN disponible	7 430,85	m^3/mes

Fuente: Elaborado por el autor.

4. Proyectos de generación de energía

Los costos operativos estimados mensuales para este tipo de proyecto se estiman en un 0,5% mensual de la inversión inicial (dato suministrado por el proveedor), es decir, 1 173 USD, aproximadamente.

4.1.3.2 Generación de energía eléctrica

Para realizar el cálculo de generación de energía eléctrica a partir de biogás se realizó el estudio basado en el PC del biogás, según hojas técnicas y especificaciones de distintos equipos de empresas de primera línea. Se consideraron tres ofertas tecnológicas para hacer el estudio lo más amplio posible.

Al tratarse de equipamientos distintos, la comparación debió realizarse a partir de los requerimientos de PC que detallan los equipos y, en cada caso, se tuvo en cuenta el rendimiento de estos en función de la inversión. Como principal justificación de la selección de equipo, se tomó la eficiencia en generación de energía eléctrica. Todos los equipos detallados son aptos para su utilización con biogás, pero debido a la cantidad de biogás generado en el proyecto y los costos más accesibles, se optó por los equipos más eficientes.

Para aprovechar el 100% del biogás, se propone un generador con una potencia máxima de 32 kW. Este equipo trabajará de forma constante las 24 horas del día (Cuadro 5).

En resumen, este equipo permite generar:

- 32 kW/h de energía eléctrica, las 24 horas del día.
- 768 kW por día o 280,3 MW por año.
- 1 608 kW de energía térmica disponible por día.

Cuadro 4. Potencialidad de reemplazo de combustible

Potencialidad de reemplazo de GN con el biogás		
Reemplazo de GN	5 149,35	m ³ /mes
Reemplazo de GN	61 792,20	m ³ /a

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 5. Modelo de generador seleccionado, Empresa A, Modelo 1

Características del motogenerador seleccionado	
Necesidad de energía	86,1 kW/h
Generación eléctrica	32 kW/h
Generación de calor a partir de gases de combustión	67 kW/h
Horas de funcionamiento	24 h/d
Equivalencia en biogás (mínimo necesario)	15 m ³ /h

Fuente: Elaborado por el autor.

Cabe aclarar que no hay excedente de biogás para generación de energía para venta a la red. Todo el biogás generado es consumido por la propia empresa. Se logra así un balance neto, es decir, la generación de energía es igual a la necesidad para producir y abastecerse.

4.1.4 Consumo interno del proyecto y costos de operación

La planta tiene un consumo energético para su funcionamiento, tanto en requerimiento de energía térmica por la tecnología seleccionada, como de energía eléctrica para los equipos electromecánicos instalados. Esto es fundamental para evaluar los proyectos de forma completa, ya que analizar únicamente lo que se genera brinda una visión sesgada de la situación real.

4.1.4.1 Detalle de costos operativos

A continuación, se presenta el detalle de los costos operativos considerados en los distintos proyectos.

Personal: La demanda de atención y personal para el proyecto es baja, pero igualmente requiere de personal que está diariamente en la planta. Si bien la empresa es autogestionada, es decir, por su tamaño chico los mismos dueños hacen tareas operativas, los recursos considerados son: un empleado administrativo, un operativo de laboratorio (con requerimiento de baja carga horaria), y un operativo y un operario para los fines de semana.

Otros costos generales pueden ser: los de seguridad y administración que, en general, los asume la empresa, y gastos operativos de laboratorio y otros insumos.

Todos estos valores se estiman en 25 700 USD anuales.

Mantenimiento de generadores eléctricos: para la estimación de este se consultó al proveedor. **Mantenimiento y servicio motores:** 20 USD/MWh generado.

Mantenimiento de las instalaciones generales: Se definió un porcentaje de la inversión como mantenimiento general. Se tomó la sugerencia del oferente del proyecto, considerando valores estándares. Por otro lado, se estimó un porcentaje del precio de venta del proyecto que incluye mantenimiento general de las instalaciones y equipos electromecánicos (sin considerar generadores eléctricos ya que su mantenimiento se tuvo en cuenta por separado).

Balance térmico invierno/verano

El requerimiento de energía térmica del sistema está dado por las condiciones internas del digestor anaeróbico y las condiciones ambientales a las que está expuesto, si bien se toman los recaudos necesarios para evitar fuga térmica. Para este análisis se consideraron los siguientes tres aspectos:

- **Temperatura dentro del digestor:** Llevar a los sustratos a la temperatura del sistema (35 °C) implica una demanda energética importante. Se considera que el digestato al salir tiene una temperatura igual a la del sistema y, por lo tanto, se pierde gran cantidad de energía térmica, mientras se debe elevar la temperatura del sustrato de entrada. Esta energía y la que se pierde con la salida del biogás, que también sale con la temperatura del sistema, tienen un peso relativo importante en el cálculo y fueron considerados en el presente estudio.
- **Condiciones ambientales externas:** El balance térmico y las pérdidas por las condiciones ambientales se realizaron para dos casos puntuales, para el mes de mayor frío (julio)

en la zona de Tandil, provincia de Buenos Aires, y para el mes de temperaturas promedio más altas (enero). Esta simplificación permite hacer un análisis en los dos extremos térmicos, mientras que la situación durante los otros meses siempre estará entre estos dos.

- **La aislación térmica:** La aislación térmica y el sistema de calefacción del digestor son un factor crítico para alcanzar las condiciones de climatización que se buscan. Para el análisis se consideraron las características de los materiales de construcción de los tanques y sus proporciones según lo informado por proveedores, tanto en espesores como conductividades térmicas.

Los valores más importantes para estudio térmico son:

- Temperatura digestor: 35 °C.
- Temperatura media del mes más frío: 6,3 °C.
- Temperatura media del mes más cálido: 20,8 °C.
- Temperatura de sustratos: 25 °C.

En el Cuadro 6 se presentan los requerimientos de energía para el caso del mes más frío y el mes más cálido, el equivalente de energía necesaria para mantener el sistema con el potencial de energía térmica generada con biogás por combustión directa, y el porcentaje del total del biogás generado que esa cantidad representa. Esta última columna es simplemente de referencia, y puede tenerse en cuenta en el caso de utilizar el biogás en reemplazo de GN u otro combustible.

La generación de energía térmica aprovechable por los equipos considerados supera las necesidades de climatización del sistema, por lo tanto, trabajar en el rango de temperatura seleccionado no es un problema por necesidad energética, siempre que se aproveche el calor de la generación eléctrica. Sin embargo, el remanente de energía térmica generada es muy bajo y no puede ser aprovechado en otro proceso del establecimiento, ya que inversiones adicionales para las instalaciones necesarias no se justifican desde un punto de vista técnico y económico.

Consumo energético

El presente proyecto contempla el uso de equipos electromecánicos, que tienen un cierto consumo energético, y si bien para cada uno de los equipos puede no ser muy alto, se considera la suma de todos ellos y las horas de funcionamiento como un peso relativo impor-

Cuadro 6. Pérdidas térmicas

Pérdidas diarias de energía calórica			
	Pérdidas de energía (kW/d)	Equivalente en consumo de biogás (m ³ /d)	Uso directo de biogás (%)
Mes más frío (julio)	458,7	78,3	20,9
Mes más cálido (enero)	226,9	38,7	10,3

Fuente: Elaborado por el autor.

tante. En este caso también se compara el consumo de la planta con el total de la energía eléctrica generada a partir del biogás aprovechado en los generadores eléctricos.

Se incluyen los equipos de recepción y pretratamiento de residuos de entrada: alimentadores a digestores (bombas), agitadores en digestores, bomba de calefacción/recirculación, bombas de impulsión para separación sólido-líquido, equipos para desulfuración, soplante, y centrífugas. En el Cuadro 7 se detalla el consumo energético del proyecto.

Digerido

El digerido o material posfermentador (llamado también digestato o digestado), producto de la degradación anaeróbica que sucede dentro del biodigestor, puede ser aprovechado como abono orgánico, ya que en el sistema se reduce un alto porcentaje de la carga orgánica del sustrato original y posee un grado de estabilización que permite que los compuestos originales estén, en gran parte, biodisponibles para ser aprovechados como nutrientes por las plantas. En aquellos proyectos donde se considera este bioabono, este tiene un alto valor comercial por su valor agronómico, aunque en este estudio no se contempló su comercialización por lo ya mencionado.

Se considera que se utilizará el efluente de la misma manera que se está disponiendo en la actualidad y no se le asigna un valor agronómico adicional ya que sin su caracterización no puede hacerse una comparación real con la situación presente ni el beneficio para el suelo o cultivos sobre los que se utiliza, y el fin del presente estudio es aprovechamiento biomásico con fin energético a secas y no comercial en general.

Para aplicar el efluente en suelo, junto con los sólidos digeridos, se debe realizar un estudio profundo de capacidad de absorción del suelo, cultivos o flora sobre la cual aplicarlos, la tasa de aplicación, la profundidad de las napas y el impacto en el medio y otros factores que escapan al alcance de este proyecto.

Como se explicó, en el estudio se considera que el digestato se dispone en suelo siguiendo las prácticas que actualmente realiza el establecimiento, sin incurrir esto en costos adicionales de operación.

4.1.5 Inversión del proyecto

La inversión necesaria para llevar adelante el proyecto fue elaborada en dos partes: por un lado, el proyecto de generación de biogás, y, por otro lado, el tratamiento y generación de energía eléctrica.

La planta de generación de biogás es un proyecto llave en mano que incluye la obra civil (bases, tanque y otros), equipos electromecánicos, sensores, instalación eléctrica, cañerías, costo de importación y nacionalización de equipos, montaje, ingeniería y puesta en marcha, impuestos y otros ítems.

Cuadro 7. Consumo energético del proyecto

Detalle	Valor	Unidad
Potencia instalada total	18,3	kW
Consumo eléctrico diario del proyecto	121,9	kWh/d
Consumo eléctrico anual del proyecto	44 485	kWh/a

Fuente: Elaborado por el autor.

Si bien parte de los costos de operación pueden ser absorbidos por los recursos actuales del establecimiento, al realizar la propuesta económica, la empresa estableció los costos de operación y mantenimiento de la planta en función de los requerimientos del proyecto. Se consideraron estos para el análisis completo del proyecto como proyecto independiente, para así poder evaluar sus requerimientos de recursos.

- Proyecto llave en mano: 281 598 USD.
- Obra civil total (aprox. 70% del costo equipamiento): 197 120 USD.
- Total por obra civil + equipamiento llave en mano: 478 718 USD.

En cuanto al tratamiento del biogás, la generación de energía eléctrica y el aprovechamiento de energía térmica los realizó otra empresa, fue un proyecto llave en mano. El costo del proyecto llave en mano fue 171 775 USD, CAPEX TOTAL = 650 493 USD.

4.1.6 Análisis financiero del proyecto

El análisis financiero se realizó sobre diez años de operación del proyecto, pero con un valor residual de cinco adicionales, ya que todos los equipos tienen, al menos, ese tiempo de utilidad. Se asume que la empresa utiliza capital propio para la inversión del proyecto y, por lo tanto, no contrae una deuda con terceros.

Valor de energía eléctrica generada

Al ser un proyecto de generación de energía eléctrica con capacidad muy por debajo de los 500 kW que establece la licitación del programa RenovAr Ronda 2, no se puede tomar como referencia el precio tope previsto para proyectos de biogás que fija el pliego para los proyectos que se presenten a la licitación en busca de un contrato de abastecimiento de energía para suscribir con CAMMESA con un plazo de 20 años. Por otro lado, la generación de energía eléctrica del proyecto permite reemplazar el total del consumo interno del establecimiento, sin disponer de excedente para entregar a la red.

Para el estudio se considera que, como la Ley 27191 obliga a que un porcentaje de la demanda de energía eléctrica que consumen los establecimientos sea abastecido con fuentes renovables, podría tomarse como referencia el valor máximo de comercialización de energía entre privados establecido en ella. Esa demanda de energía renovable puede ser cubierta con generación propia o mediante la compra de energía renovable a un generador privado.

Al momento de definir el costo de la energía generada para la evaluación económico-financiera del proyecto, se asumen distintos valores, que se justifican de acuerdo con las estrategias de reordenamiento de precios y comercialización de la energía en la Argentina. Estos son los siguientes: un valor de 113 USD/MWh, como mejor situación posible, el valor sugerido por la mesa de biogás del ex Ministerio de Agroindustria (actual Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca), que se estimó en 268 USD/MWh, y un valor intermedio, 189 USD/MWh (160 USD más incentivos), propuesto por las RenovAr en primera instancia.

Modelo 1

En el Cuadro 8 se presentan los costos de inversión para implementación del proyecto.

Cuadro 8. Inversión, Empresa A, Modelo 1

CAPEX	
Capex de la obra civil + planta llave en mano	478 718 USD
Tratamiento de biogás, generación de energía eléctrica y conexión a la red	171 775 USD
Inversión total proyecto	650 493 USD
Capital propio	650 493 USD

Fuente: Elaborado por el autor.

El Cuadro 9 resume del análisis financiero del proyecto².

Cuadro 9. Resumen de flujo de fondos, Empresa A, Modelo 1

Precio de los productos del proyecto		
Ingresos por bioabono	0	año
Precio electricidad entregada	113 189 268	USD/MWh

Costos operativos y mantenimiento		
Mantenimiento de digestores y generadores	5 157,89	USD/a
Costos personal + administración + costo energético operación	25 700	USD/a
Costo operativo por gestión de cosustratos	0	USD/a

Bases de cálculo de generación de biogás para energía eléctrica		
Biogás generado por día	374,4	Nm ³ biogás
% de metano (asegurado por sistema)	65,0	%
Metano generado por día	209,67	Nm ³ CH ₄
Tarifa eléctrica (tres precios analizados)	USD	USD/MW
Generación	0,032	MWh/h
Entrega diaria EE	24	h

² NOTA: Los presentes números corresponden a las condiciones más reales de análisis, es decir, la reducción de la cantidad de horas de funcionamiento (alrededor de 8 000) en función de una eficiencia media de funcionamiento de las instalaciones, y se ajusta para el menor precio de la energía como condición más desfavorable real.

4. Proyectos de generación de energía

Reducción por mantenimiento de generadores + caídas de línea eléctrica	8	%
Horas facturadas por año reales (estándar)	8 059,2	h

Facturación anual	
Valor de energía vendida a la red al año	29 142 USD
Precio de MWh	113 USD
Horas facturadas por año reales (Estándar)	8 059 h/a

Resultados análisis financiero	
Valor empresa	Negativo
Deuda neta	0 USD
Valor patrimonio (capital)	Negativo
Inversión capital	650 493 USD

Tasa interna de retorno del proyecto (TIR)	Negativa
Valor actual (VAN)	-627 417 USD
VAN calculado a tasa ponderada promedio de Costo de Capital – WACC	-30%

Fuente: Elaborado por el autor.

4.2 Empresa B

4.2.1 Potencial de generación de biogás

4.2.1.1 Modelo 1. 50% de los residuos propios

Para realizar la estimación del potencial de generación de biogás, se consideraron valores generales de efluentes con las mismas características del presente en este establecimiento. Los cálculos se realizaron sobre la base de la carga orgánica de los efluentes y la posibilidad de concentración de los sólidos.

Potencial de generación de biogás:

- Animales de ordeño: 530 animales/día.
- Caudal del efluente: 50 m³/d.
- Operación por semana: 7 días.
- Materia seca (porcentaje de ST una vez realizado el lavado): 6%.
- Generación de biogás: 1 250 m³ de biogás/d.
- Máximo potencial de generación de CH₄: 812, 5 m³/d.

Se consideró el 50% del efluente como sustrato para generar biogás (Modelo 1), que, en el momento en que se realiza la caracterización, no es un sistema de concentración de

sólidos en el proceso de tratamiento (ajustes necesarios de gestión ambiental y de corrales), pero, como ejemplo, permite ver el potencial de generación contemplando este 50% y, luego, el total de los efluentes. Por otro lado, y viendo que va quedando un efluente con mucha menos carga orgánica en este Modelo 1, se plantea un proyecto donde se concentran los sólidos para reducir el volumen del digestor (Modelo 2), minimizar los costos de inversión en instalaciones fijas como el tanque, por ejemplo. El detalle de los cálculos del Modelo 1 fue:

- Animales en ordeño (promedio): 530 animales/d
- Caudal efluente líquido total Modelo 1: 50 m³/d
- Materia seca (% ST): 5%
- Generación de metano (65% del biogás): 812,5 m³/d
- Tamaño del digestor diseñado y estimado: 1 500 m³

En cuanto a las características del biogás generado en este modelo son:

- Biogás generado: 1 250 m³/d
- Producción de CH₄ –min. 56%–: 812,5 m³/d
- Porcentaje máximo de metano en el biogás: 65%
- Poder calorífico del biogás: 5 500 kcal/m³
- Poder calorífico del biogás producido: 6 875 000 kcal/d

Inhibidores

Los productos que se utilizan en los procesos de limpieza en el establecimiento son bactericidas y pueden tener algún impacto inhibitorio en el proceso, ya que usan espuma alcalina clorada para proceso de desinfección y blanqueo de zona sucia. Aquellos productos que contienen cloro como desinfectante, como así también antibióticos utilizados en tratamientos masivos del plantel y que están en contacto con los efluentes, podrían tener efectos negativos sobre el proceso de digestión anaeróbica debido a la afección de la flora bacteriana. En caso de ser necesario, se debe considerar cambiar estos productos por otros que no afecten a las bacterias del biodigestor.

4.2.1.2 Modelo 2. Potencialidad de utilización del 100% del sustrato del establecimiento

Como alternativa al uso del 50% de los residuos y efluentes propios del establecimiento (Modelo 1), se plantea la opción de concentrarlos y utilizar el 100% para el proyecto, en la que, si es necesario, se incluyan sustratos provenientes de otros establecimientos propios.

A escasos 2 500 metros de la Empresa B, se dispone de más sustrato de alto potencial de generación de biogás proveniente de efluentes de otras explotaciones propias, que rondan un total de casi 1 500 animales.

La alternativa técnica al Modelo 1 es la de la concentración de sustrato sólido (separación mediante tamizado) y reducción del volumen de efluente que se dispondrá en los digestores. Esto requiere de una inversión importante respecto de los sistemas de gestión integral de los corrales. De lo contrario, de ser explotado el 100% del efluente, se debería invertir en dos tanques de 1 500 m³ cada uno y todos los costos implicados para su funcionamiento.

En el Modelo 2 se considera el uso del total del sustrato para aumentar la generación de biogás. Esto es la concentración de 103,35 m³ de efluente al 5% ST. No se consideran

cultivos energéticos como cosustratos, ya que hacer un estudio del costo de elaboración del cosustrato para realizar un análisis completo escapa al alcance de este informe. Se duplican las instalaciones, tanques y equipamientos.

- Sustratos propios del establecimiento: 103,35 m³/d
- Biogás generado con el 100% del efluente: 2 583,75 m³/d
- Producción de CH₄ –mín. 56%–: 1 679,4 m³/d
- Porcentaje de metano en el biogás: 65%
- Poder calorífico del biogás: 5 500 kcal/m³
- Poder calorífico del biogás: 14 210 625 kcal/d

4.2.2 Tecnología elegida para el proyecto y descripción de instalaciones del digestor

Al igual que en la Empresa A, se eligió un proyecto de digestión anaeróbica en el rango mesófilo (25 - 40 °C), debido a que presenta ciertas ventajas (sobre todo de inversión) respecto del sistema termofílico.

Como descripción general, todos los residuos son alimentados a los digestores anaeróbicos de mezcla completa, con adecuación de la temperatura mediante intercambiadores de calor anulares integrados en el sistema de agitación. Allí tiene lugar una fermentación de los residuos por bacterias que trabajan en condiciones de ausencia de oxígeno, en tres fases consecutivas de hidrólisis, acidogénesis y metalogénesis; se dosifica parte del digestor posterior para inocular bacterias ya presentes en el proceso con el sustrato de ingreso, acelerando el proceso inicial (hidrólisis). De esta forma, se consigue una estabilización de la materia orgánica y una producción de biogás valorizable energéticamente (estabilidad en el pH, y en la mezcla homogénea, de las condiciones generales del efluente para procesar).

Sistema de agitación, mezcla y calefacción

El sistema de agitación determinado para estos digestores es el de reinyección; es externo y recircula el contenido desde el fondo del digestor hasta la parte superior, manteniendo los sólidos en suspensión constante, y, en el sistema de bombeo, intercambia calor con el sustrato, lo que permite el mantenimiento de la temperatura con poco consumo de energía. A su vez, para la mezcla completa del reactor, se cuenta con dos agitadores sumergibles, que permiten la circulación constante en forma axial y radial del sustrato en el interior, evitando espacios muertos y canalizaciones.

En tanto el sistema de recogida y acumulación de biogás en el digestor consiste en una cubierta textil de doble membrana. Dado que existe un espacio entre la superficie del líquido dentro del digestor y la cubierta, este actúa como gasómetro temporal, desde donde es impulsado a la batea de tratamiento y generación de energía eléctrica.

4.2.2.1 Dimensiones del digestor

El dimensionamiento del digestor es uno de los puntos críticos del proyecto, ya que tiene un peso importante en el costo del proyecto y condiciona gran parte de los equipos y de las instalaciones necesarias para el correcto funcionamiento del proceso (Cuadro 10).

El tamaño del digestor está estrictamente relacionado con la tecnología seleccionada y, por lo tanto, con el TRH de diseño. A su vez, el TRH se determina especialmente de acuerdo con el sustrato y a la temperatura de operación óptima (en este caso 35 °C).

4.2.3 Potencialidad de uso del biogás

4.2.3.1 Uso directo del biogás

En este establecimiento se da el mismo uso que en la Empresa A. Por otro lado, los consumos para caldera son menores, con lo cual este reemplazo carece de sentido estrictamente económico. Se cuenta con una pequeña caldera para disponer de agua caliente para lavado (muy poco volumen) con lo que los consumos de energía son muy bajos y se podrían utilizar solamente con lo recuperado de los motores de cogeneración (electricidad y energía térmica a partir del calor recuperado de los gases de combustión) e incluso podría hacer frío.

Es muy importante analizar que, en el presente y con buena eficiencia, existe la posibilidad de desarrollar sistemas de trigeneración, que permiten no solamente generar energía eléctrica y térmica, sino que, además, a la térmica se la puede medir en frigorías, es decir, generación de frío a partir del proceso de absorción de amoníaco, como las viejas heladeras a kerosene. De esta manera, se podría tener aún más ventajas con el biogás, sobre todo respecto de la necesidad de energía, pero principalmente, en la cadena de frío de los productos comercializados en este tipo de explotaciones.

Modelo 1

En el Cuadro 11 se detallan los valores de generación y de consumo interno para el Modelo 1, en tanto en el Cuadro 12 se especifican la potencialidad de reemplazo de combustible con biogás.

El costo estimado de la inversión inicial, solo para consumo directo en caldera, del proyecto llave en mano, según el proveedor consultado, para reemplazar la fuente de energía fósil, es de 300 000 USD. Los costos operativos estimados del proyecto son 35 000 USD anuales.

Cuadro 10. Dimensiones del digestor, Empresa B, Modelo 1 (50% del sustrato total) y Modelo 2 (100% sustrato concentrado)

Detalle	Valores	Unidades
TRH	30	días
Volumen final de diseño	1 650	m ³
Capacidad de llenado	90	%
Altura	6	m
Superficie de la base	284	m ²
Diámetro	19	m

Nota: En ambos modelos el tamaño del digestor es el mismo. Por lo tanto, para todos los estudios se diseñó y cotizó un tanque que permita trabajar con ambos escenarios, más un margen para posibles cosustratos de menor rendimiento por unidad de volumen (digestor de 1 650 m³ totales), el cual se duplica para el Modelo 2.

Fuente: Elaborado por el autor.

Modelo 2

En el Cuadro 13 se detallan los valores de generación y de consumo interno para el Modelo 2, en tanto en el Cuadro 14 se especifican la potencialidad de reemplazo de combustible con biogás.

El costo estimado del proyecto para este caso, únicamente para aprovechamiento de biogás como combustible, es 350 000 USD, mientras que los costos operativos estimados son 50 000 USD anuales.

4.2.3.2 Generación de energía eléctrica

Para realizar el cálculo de generación de energía eléctrica a partir de biogás se realizó el estudio sobre la base del PC del biogás, según hojas técnicas y especificaciones de distintos equipos de empresas de primera línea. Se consideraron dos proveedores para hacer el estudio lo más amplio posible.

Cuadro 11. Generación y consumos internos, Empresa B, Modelo 1

Biogás		
	Cantidad	Unidad
Total de biogás	1 250	m ³ /d
Producción de CH ₄	812,5	m ³ /d
Total de biogás	37 500	m ³ /mes
Producción de CH ₄	24 375	m ³ /mes
Consumo interno calefacción (promedio)	149	m ³ biogás/d
Consumo interno calefacción (promedio)	4 470	m ³ biogás/mes
Disponibles para reemplazo de combustibles	33 030	m ³ /mes
Poder calorífico del biogás	5 500	kcal/m ³
Poder calorífico del biogás	181 665 000	kcal/mes

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 12. Potencialidad de reemplazo de combustibles, Empresa B, Modelo 1

Potencialidad de reemplazo de combustible con el biogás		
	Cantidad	Unidad
Reemplazo de fueloil (10 300 kcal/l)	17 637	l/mes
Reemplazo de fueloil	211 648	l/a

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 13. Generación y consumos internos, Empresa B, Modelo 2

Biogás		
	Cantidad	Unidad
Total de biogás	2 242,5	m ³ /d
Producción de CH ₄	1 457,6	m ³ /d
Total de biogás	67 275	m ³ /mes
Producción de CH ₄	43 728	m ³ /mes
Consumo interno de calefacción (promedio diario)	149	m ³ /d
Consumo interno de calefacción (promedio mensual)	4 470	m ³ /mes
Disponible para reemplazo de combustibles	62 805	m ³ /mes
Poder calorífico del biogás	5 500	kcal/m ³
Poder calorífico del biogás	345 427 500	kcal/mes

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 14. Potencialidad de reemplazo de combustibles, Empresa B, Modelo 2

Potencialidad de reemplazo de combustible con el biogás		
	Cantidad	Unidad
Reemplazo de fueloil (10 300 Kcal/litro)	33 536	l/mes
Reemplazo de fueloil	402 440	l/a

Fuente: Elaborado por el autor.

Modelo 1

Todos los equipos detallados son aptos para su utilización con biogás, pero, debido a la cantidad de biogás generado en el proyecto y los costos más accesibles, se optó por uno de los más eficientes del mercado.

Para aprovechar el 100% del biogás generado en este modelo (50% del efluente crudo, sin mejora, a menos de 5% ST), se propone un generador con una potencia máxima de 165 kW. Este equipo no trabajará de forma constante las 24 horas del día, ya que la cantidad de biogás no alcanza para ello. Los cálculos se realizaron con un funcionamiento a máxima potencia de 20 horas (Cuadro 15).

Cuadro 15. Modelo de generador seleccionado, Empresa B, Modelo 1

Características del motogenerador	
Necesidad de energía	438 kW/h
Generación eléctrica	165 kW/h
Generación de calor a partir de gases de combustión	219 kW/h
Horas de funcionamiento	20 h/d
Equivalencia en biogás (mínimo necesario)	67,65 m ³ /h

Fuente: Elaborado por el autor.

En resumen, instalando este equipo se genera:

- 165 kW de energía eléctrica, durante 20 horas por día.
- 3 300 kW por día o 1 204,5 MW por año.
- 380 kW de energía térmica disponible por día.

Modelo 2

En este modelo, al producir una mayor cantidad de biogás (casi se duplica), el potencial de generación de energía eléctrica varía y, por lo tanto, el análisis se realizó con equipos diferentes (Cuadro 16).

Instalando este modelo se genera:

- 225 kW/h de energía eléctrica, durante las 24 horas del día.
- 400 kW por día o 1 971 MW por año.
- 640 kW/h de energía térmica disponible por día.

Tanto en el Modelo 1 como en el Modelo 2, se realizó el cálculo del consumo eléctrico de forma anual ya que no se tiene detalle de los consumos mensuales del establecimiento, solo se puede decir que en los meses de verano (diciembre, enero y febrero) se eleva entre un 7 y 17 % el consumo con respecto a los meses de menor consumo (abril, mayo, junio y julio).

4.2.4 Consumo interno del proyecto y costos de operación

El funcionamiento de la planta requiere un consumo de energía térmica, por la tecnología seleccionada, y de energía eléctrica para los equipos electromecánicos instalados. A continuación, se detallan los costos operativos.

4.2.4.1 Detalle de costos operativos

Personal: La demanda de atención y personal para el proyecto es baja, pero igualmente requiere de personal que esté diariamente en la planta.

Estas empresas son autogestionadas, es decir, a escalas pequeñas, los mismos dueños hacen tareas operativas y de seguimiento; a mayor escala, las aplicaciones de los proveedores hacen el trabajo de gestión, de manera que se tienen bien ajustados estos costos. A continuación, se presentan los recursos considerados:

Cuadro 16. Modelo de generador seleccionado, Empresa B, Modelo 2

Características del motogenerador	
Necesidad de energía	475 kW/h
Generación eléctrica	225 kW/h
Generación de calor a partir de gases de combustión	235 kW/h
Horas de funcionamiento	24 h/d
Equivalencia en biogás (mínimo necesario)	94 m ³ /h

Fuente: Elaborado por el autor.

- un empleado administrativo;
- un empleado operativo de laboratorio (con requerimiento de baja carga horaria);
- un empleado operativo (por turno de carga) + un operario los fines de semana o empleado general del establecimiento que comparta tareas de seguimiento;
- abono a una aplicación de control y seguimiento por parte del proveedor de tecnología (control biológico; alarma de carga; aviso de no funcionamiento, etc.).

Otros costos generales pueden ser:

- los costos de seguridad y administración;
- gastos operativos de laboratorio y otros insumos;
- electricidad (generada por la misma planta).

Mantenimiento de generadores eléctricos: Para la estimación del costo de mantenimiento de los motores generadores de energía eléctrica se consultó al proveedor; es un monto promedio que depende estrictamente de las capacidades de cada equipo y de la periodicidad de reparación y mantenimiento.

Mantenimiento de las instalaciones generales:

- se definió un porcentaje de la inversión como mantenimiento general. Si bien queda a criterio del propietario del proyecto este valor, se aceptó la sugerencia del oferente del proyecto, considerando valores estándar según su experiencia;
- un porcentaje del precio de venta del proyecto.

Otra opción es incluir el mantenimiento general de las instalaciones y equipos electro-mecánicos (sin considerar generadores eléctricos cuyo mantenimiento se contempló por separado).

Todos estos valores, en escalas pequeñas, se pueden obviar y estimar en un número general, mayormente afectado por los costos y consumos eléctricos del sistema. En escalas mayores, el resto tiene mayor incidencia.

Balance térmico invierno/verano

Como en el caso de la Empresa A, el requerimiento de energía térmica del sistema está dado por las condiciones internas del digestor anaeróbico y las condiciones ambientales a las que está expuesto, si bien se toman los recaudos necesarios para evitar fuga térmica. Para este análisis también se consideraron los siguientes tres aspectos: la temperatura dentro del digestor, las condiciones ambientales externas y la aislación térmica. En el Cuadro 17, se detallan los valores más importantes para el estudio térmico.

En el Cuadro 18 se presentan los requerimientos de energía para el mes más frío y el más cálido, así como el equivalente necesario para mantener el sistema con el potencial de energía térmica generada con biogás por combustión directa, y el porcentaje que esa cantidad representa del total del biogás producido. En el presente proyecto, se prevé usar el calor emitido por los generadores eléctricos para la calefacción del sistema, y se mostrará que esa cantidad de energía térmica está disponible.

Para el proyecto de la Empresa B, se utilizará el calor emitido por los generadores eléctricos para la calefacción del sistema.

La generación de energía térmica aprovechable por los equipos considerados para la generación de energía eléctrica supera las necesidades de climatización del sistema, por

lo tanto, trabajar en el rango de temperatura seleccionado no es un problema por necesidad energética, siempre que se aproveche el calor de la generación eléctrica.

El resto de la energía térmica generada por el proyecto no tiene un uso definido, porque aprovecharlo en la planta de procesos implica inversiones adicionales e instalaciones que no pueden ser evaluadas por el presente estudio.

Consumo energético

En la Empresa B también se compara el consumo de la planta con el total de la energía eléctrica generada a partir del biogás aprovechado en los generadores eléctricos.

Como en la Empresa A, se incluyen los equipos de recepción y pretratamiento de residuos de entrada: alimentadores a digestores; maceradores alimentadores; en el reactor: agitadores; niveles y determinaciones de condiciones operativas; bombas de calefacción y recirculación; bombas de impulsión a separación sólido/líquido; equipos para desulfuración; soplante (geomembrana superior diafragma); separador a tornillo; bomba husillo y centrífugas de secado. En el Cuadro 19 se muestra el consumo del proyecto de la Empresa B.

Cuadro 17. Valores para estudio térmico, Empresa B

Detalle	Valor	Unidad
Temperatura del digestor	35	°C
Temperatura media mes más frío	11,8	°C
Temperatura media mes más cálido	25,4	°C
Temperatura de sustratos	25	°C

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 18. Pérdidas térmicas, Empresa B

Pérdidas diarias de energía calórica		
	Pérdidas de energía	Equivalente en biogás
Mes más frío	527,5 kW/d	211 m ³ /d
Mes más cálido	217,5 kW/d	87 m ³ /d

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 19. Consumo energético del proyecto, Empresa B

Detalle	Valor	Unidad
Potencia instalada total	28,3	kW
Consumo eléctrico del proyecto por día	321	kWh/d
Consumo eléctrico del proyecto por año	117 150,4	kWh/a

Fuente: Elaborado por el autor.

Digerido

El establecimiento posee 540 hectáreas de explotación donde se realizan cultivos con requerimientos de agroquímicos que pueden ser reemplazados por el digerido; por lo tanto, un análisis de aplicación o valorización en campo propio puede ser muy interesante desde lo financiero para el establecimiento. Sumado a esto, los beneficios ambientales toman relevancia, fundamentalmente debido a que, en este caso, esta enmienda aporta materia orgánica, sobre todo, escala en los suelos de esta zona.

Como en la Empresa A, si hacia adelante se busca aplicar el efluente en suelo, junto con los sólidos digeridos, se debe realizar un estudio profundo de capacidad de absorción del suelo, cultivos o flora sobre los cuales aplicarlos, la tasa de aplicación, la profundidad de las napas y el impacto en el medio, y otros factores que escapan al alcance de este proyecto. Como se explicó, en el estudio se considera que el digerido se dispone en suelo siguiendo las prácticas que actualmente realiza el tambo, sin incurrir esto en costos adicionales de operación (los campos son lindantes –distancias cortas de aplicación– y los equipos de fertirriego son propios, con lo cual, no implican costos de alquiler ni mano de obra adicional).

En consideración, en todos los casos y escalas se ha visto acopio de ensilado de maíz para alimentación de las vacas y preparación de mezclas; este es un producto muy interesante para potenciar el funcionamiento y rendimiento de las instalaciones de biogás. Si bien su costo es relativo en función de las variables de mercado, se puede analizar como cosustrato o adicional, de acuerdo con los niveles de rendimiento de la planta. Como aquí excede el alcance del informe, solo se plantea la inquietud de los productores en viabilizar esa opción.

4.2.5 Inversión del proyecto

La inversión necesaria para llevar adelante el proyecto fue elaborada en dos partes, por un lado, el proyecto de generación de biogás y, por otro lado, el tratamiento y generación de energía eléctrica. Por lo general, los proveedores locales e internacionales diferencian la obra civil y accesorios del equipamiento para ejecutar y generar energía (eléctrico/térmica) y los presupuestos los separan de esa manera.

4.2.5.1. Generación de biogás

La planta de generación de biogás es un proyecto llave en mano que incluye los siguientes ítems: obra civil (bases, tanque y otros), equipos electromecánicos, sensores, instalación eléctrica, cañerías y tuberías, costo de importación y nacionalización de equipos, montaje en general, ingeniería de detalle y puesta en marcha, impuestos, tasas y otros.

La propuesta económica del proyecto de generación de biogás es de 387 750 USD para el Modelo 1 (se duplica para Modelo 2).

Si bien parte de los costos de operación pueden ser absorbidos por los recursos actuales del establecimiento, al realizar la propuesta económica, la empresa estableció los costos de operación y mantenimiento de la planta en función de los requerimientos del proyecto. Se consideraron estos para el análisis completo del proyecto como uno independiente y así poder evaluar sus requerimientos.

Modelo 1

Proyecto llave en mano: 387 750 USD.

Obra civil: 271 425 USD.

Adecuación de los procesos de recolección y manejo: 250 000 USD.

Total: 521 425 USD.

4. Proyectos de generación de energía

Modelo 2

Proyecto llave en mano: 387 750 USD x 2 = 775 500 USD.

Obra civil: 447 850 USD.

Adecuación de los procesos de recolección y manejo: 250 000 USD.

Total: 697 850 USD.

Acondicionamiento del biogás y generación de energía eléctrica

El acondicionamiento del biogás, la generación de energía eléctrica y el aprovechamiento de energía térmica los realizó otra empresa y también fue un proyecto llave en mano.

Los dos modelos de proyecto tienen costos distintos según los equipos considerados y las instalaciones necesarias para cada uno.

Generador + adecuación y equipamiento para el biogás, Modelo 1 = 256 710 USD.

Generador + adecuación y equipamiento para el biogás, Modelo 2 = 357 418 USD.

4.2.6 Análisis financiero del proyecto

El análisis financiero se realizó sobre diez años de operación del proyecto, pero con un valor residual de cinco años adicionales, ya que todos los equipos tienen, al menos, ese tiempo de utilidad.

Se asume que la empresa utiliza capital propio para la inversión del proyecto sin recurrir a deuda con terceros.

Valor de la energía eléctrica generada

Al tratarse de un proyecto de generación eléctrica muy por debajo de los 500 kWh establecidos en la licitación del Programa RenovAr Ronda 2, no se puede tomar como referencia su precio.

En función de la Ley 27191, para la evaluación económica del proyecto se define el costo de la energía generada con un valor de 113 USD/MWh.

Modelo 1

En el Cuadro 20 se muestra el detalle de los costos de inversión para implementación del proyecto.

En el presente proyecto se estima que la Empresa B tiene la potencialidad de generar una cantidad de energía eléctrica mayor que el 8% de su consumo, incluso considerando los consumos eléctricos del proyecto.

Cuadro 20. Inversión, Empresa B, Modelo 1

CAPEX	
Capex de la planta generación biogás completa + OC	909 175 USD
Tratamiento de biogás y generación de EE	256 710 USD
Inversión total proyecto	1 165 885 USD
Capital propio	1 165 885 USD

Fuente: Elaborado por el autor.

Modelo de negocio de aprovechamiento energético de biogás en tambos

Por año, las horas totales de funcionamiento (100% entrega) son 7 300. Si se para el 12%, las horas serían 6 420; 8% de parada son 6 715; finalmente, la mayor eficiencia (95%) sería con 6 935 horas por año.

En el Cuadro 21 se presenta un resumen con los datos básicos del análisis financiero de este proyecto.

4.3 Empresa C

4.3.1 Potencial de generación de biogás

Para realizar la estimación del potencial de generación de biogás, se consideró la información brindada por el personal del establecimiento. Esta información es bastante básica ya

Cuadro 21. Resumen flujo de fondos, Empresa B, Modelo 1

Precio productos del proyecto		
Ingresos por bioabono	0	USD/a
Precio electricidad entregada	113	USD/MWh

Costos operativos y mantenimiento		
Mantenimiento digestores	13 810	USD/a
Mantenimiento de generadores	20 750	USD/a
Costos personal + administración + costo energético operación	49 610	USD/a
Costos operativos por gestión de cosustratos	0	USD/a

Bases de cálculo de generación de biogás para energía eléctrica		
Biogás generado por día	1 250	Nm ³ biogás
Porcentaje de metano	65,0	%
Metano generado por día	812,5	Nm ³ CH ₄
Tarifa eléctrica	113	USD/MW
Generación	0,165	MWh/h
Entrega diaria EE	20	h
Horas facturadas por año reales	6 715	h

Facturación anual	
Valor de energía vendida a la red el primer año	125 201 USD
Precio de MWh	113 USD
Horas facturadas por año reales	6 715

TIR	-13,74%
VAN	- 901 310,42 USD
VAN calculado a tasa ponderada promedio de costo de capital - WACC	10%

Fuente: Elaborado por el autor.

que no tiene la caracterización de cada uno de los potenciales sustratos. Si se conociera el origen de estos, la estimación del potencial de generación de biogás se podría realizar con una razonable fidelidad.

Potencial de generación de biogás:

- Caudal del efluente: 126 m³/d.
- Materia seca del efluente: 6,5%.
- Cantidad de residuos húmedos (sólido fresco): 65 t/d.
- Generación de metano: 520 l/kg de sólidos volátiles removidos.

Características del biogás generado:

- Producción de biogás: 4 775 m³/d.
- Producción de metano: 3 103,75 m³/d.
- Proporción de metano en el biogás: 65%.
- Poder calorífico del biogás: 5 500 kcal/m³.
- Poder calorífico diario del biogás: 26 262 500 kcal.

Los valores asumidos provienen de estudios similares ya que la variación en la composición de los residuos y efluentes en los distintos establecimientos es baja, la mayor diferencia se debe a la cantidad de agua con la que se realizan los procesos de limpieza, para diluir los sólidos. Si la gestión del agua en los sistemas de explotación se mejora, los sistemas de tratamiento se intensifican y se vuelven eficientes en sus rendimientos, a diferencia de los sistemas que utilizan lagunas extensivas.

Esta selección de tecnología se basa justamente en la intensificación del proceso de tratamiento tal como se intensifica la producción y la generación de purín y estiércol. Sistematizando una nueva gestión de efluentes (que no implique nuevos costos adicionales más que el digester) se puede lograr interesantes beneficios económicos y ambientales (Cuadro 22).

Inhibidores

Los productos de limpieza que se utilizan en los procesos de lavado de corrales e instrumentales del tambo son bactericidas y pueden tener algún impacto inhibitor del proceso de digestión anaeróbica si se los usa deliberadamente, ya que contienen cloro desinfectante y ácidos acéticos. Los productos que están en contacto con los efluentes podrían tener efectos negativos sobre el proceso de digestión anaeróbica. Lo mismo ocurre con los antibióticos que se utilizan en vacunaciones masivas de animales. En caso de ser necesari-

Cuadro 22. Potencial de generación de biogás, Empresa C

Sustrato	Sólidos totales (%)	Sólidos volátiles (%)	SV digeribles (%)	Producción de biogás (m ³ /t SV)	Contenido de CH ₄ (%)
Estiércol líquido (vacuno)	18	80	50	480,7	65

Fuente: Elaborado por el autor.

rio, se debe considerar cambiar estos productos por otros que no afecten a las bacterias del biodigestor.

Potencialidad de utilización de cosustratos ajenos al establecimiento

Para aumentar la generación de biogás y, por lo tanto, la producción de energía, se podría evaluar la posibilidad de incorporar sustratos provenientes de otros establecimientos, propios o de terceros, como cosustratos, es decir, agregados y mezclados en los reactores, generalmente con alto potencial de generación de biogás (ejemplo ensilados), pero siempre en cantidades y calidad específicas para no desestabilizar el proceso microbiológico del sistema de digestión anaeróbica.

La Empresa C cuenta con casi 850 hectáreas de explotación tambera y otras más para producción agrícola, con lo cual la disponibilidad y potencialidad de generar un cultivo energético es evidente. A su vez, y de acuerdo con las perspectivas de la empresa, se estima que en los próximos 5 años se estén desarrollando otros emprendimientos en cercanías de tipo explotación ganadera intensiva (*feedlot*). En la actualidad, el sistema de tratamiento se presenta como un factor limitante para el proyecto de generación de energía ya que, en caso de agregar cosustratos a la planta, generaría una variación en composición y cantidad del efluente que se debe tratar por el sistema actual; esto se prevé y se considera que si se agrega un cultivo energético, la eficiencia de productividad aumenta (relación generación de biogás/kg de sustrato) y, por ende, el análisis de la inversión inicial de acuerdo a los beneficios es rotundamente distinto.

El inconveniente de este tipo de cuestiones (el uso de cultivo energético) es que el precio de la energía que se paga es menor al costo de producción de ese sustrato (si solo se utilizara este), el cual resulta más ventajoso venderlo como materia prima de alimento y no como ensilado para energía. Por ello, sería interesante analizar un adicional para codigestión y potenciador, con costos asumidos previamente por el establecimiento ya que se acopia el ensilado como alimento de las vacas de cría, para complementar el presente informe.

Hay que remarcar que por las exigencias sanitarias del establecimiento (Programa de SENASA para el rodeo bovino lechero), y de esta industria en general, pueden ser una limitante el hecho de ingresar cosustratos que pueden ser residuos orgánicos no estabilizados de otros establecimientos y podría presentarse como un riesgo para la empresa desde lo sanitario. La ubicación de la planta de digestión anaeróbica y el acopio de los residuos pasan a ser un factor adicional para considerar y, dependiendo de los cosustratos considerados, podría requerirse un proceso de higienización o un control muy estricto de trazabilidad desde el punto de su generación.

4.3.2 Tecnología elegida para el proyecto y descripción de instalaciones del digestor

Si bien se puede trabajar en distintos rangos de temperatura, se eligió un proyecto de digestión anaeróbica en el rango termofílico (52-55 °C), debido a que presenta en este caso ciertas ventajas respecto del sistema mesofílico para el objetivo buscado.

- Siendo el costo del digestor un elemento sustancial en el proceso, el rango termofílico permite un menor TRH (20 días) y, por ello, un menor tamaño del tanque.
- El rango elegido permite una mayor producción de biogás por mayor conversión de materia orgánica soluble.

- Si bien la temperatura es alta y requiere mayor cantidad de calor para entregar al sistema, se encuentra disponible ya que es un proyecto de generación de energía eléctrica, y se pueden aprovechar los rendimientos térmicos de los motores o turbinas que de otro modo se perderían.

Como descripción general, todos los residuos son alimentados a los digestores anaeróbicos de mezcla completa, con adecuación de la temperatura mediante intercambiadores de calor anulares integrados en el sistema de agitación. Allí tiene lugar una fermentación de los residuos por bacterias que trabajan en condiciones de ausencia de oxígeno (anaeróbicas), en tres fases consecutivas de hidrólisis, acidogénesis y metalogénesis. De esta forma, se consigue una estabilización de la materia orgánica y una producción de biogás valorizable energéticamente.

Sistema de agitación, mezcla y calefacción

El sistema de agitación que se propone es de recirculación en el tanque; posee la particularidad de que es externo y recircula el contenido desde el fondo del digestor hasta la parte superior, manteniendo los sólidos en suspensión constante. Este sistema lo utiliza la mayoría de las plantas de biogás en Europa. Además, es el equipo usado para el calentamiento del sistema ya que posee un intercambiador de calor y permite mantener en todo momento las temperaturas de diseño. Existe en el mercado gran variedad de marcas de estos sistemas, que apoyan este tipo de tecnología desde el soporte técnico y de equipamiento. En la Argentina los proveedores de equipos para instalaciones de biogás están surgiendo, y el uso de estos elementos eficientiza al máximo las condiciones operativas de los digestores ya que presentan las siguientes ventajas respecto de los sistemas de agitación convencional:

- El consumo energético es mucho menor.
- No existen elementos mecánicos en el interior del digestor.
- Se elimina la formación de capas flotantes y espumas en el digestor.
- Los intercambiadores de calor integrados en el sistema no requieren mantenimiento ni limpiezas.

El sistema de recogida y acumulación de biogás en el digestor consiste en una cubierta textil de doble membrana. Dado que existe un espacio entre la superficie del líquido dentro del digestor y la cubierta, este espacio actúa como gasómetro temporal, desde donde es impulsado a la batea de tratamiento y generación de energía eléctrica.

4.3.2.1 Dimensiones del digestor

El dimensionamiento del digestor es uno de los puntos críticos del proyecto, ya que tiene un peso importante en el costo del proyecto y condiciona gran parte de los equipos e instalaciones necesarias para el correcto funcionamiento del proceso (Cuadro 23).

El tamaño del digestor está estrictamente relacionado con la tecnología seleccionada y, por lo tanto, con el TRH de diseño. En el caso de la Empresa C, serán dos digestores de similares características los cuales mantendrán una carga primaria y una deriva secundaria para abastecerse por vaso comunicante, de manera de respetar el TRH.

Cuadro 23. Dimensiones del digestor, Empresa C

Digestor		
Detalle	Valores	Unidades
TRH	20	días
Volumen final de cada reactor	2 000	m ³
Capacidad de llenado	90	%
Altura	6	m
Superficie de la base	333	m ²
Diámetro	20	m

Fuente: Elaborado por el autor.

4.3.3 Potencialidad de uso del biogás

Se presentan dos posibilidades de uso del biogás, en forma directa en caldera, como reemplazo de GN u otro combustible y la generación de energía eléctrica mediante equipos electromecánicos.

4.3.3.1 Uso directo del biogás

El aprovechamiento del biogás en reemplazo de otros combustibles en caldera tiene una serie de ventajas en términos de rendimiento, simpleza en su uso y su acondicionamiento y costos del proyecto.

Al utilizar el gas directamente como combustible en una caldera, se aprovecha el 100% de su PC y el rendimiento del sistema está dado por la caldera en sí y no por el biogás. Este rendimiento no se analiza en este estudio, ya que se considera el reemplazo de parte del GN u otro combustible líquido por el biogás en un quemador dual; por lo tanto, el rendimiento del sistema se mantiene constante, con las instalaciones existentes. El tratamiento del biogás, previo a su uso, se requiere principalmente porque el biogás generado contiene un alto contenido de humedad que disminuye el PC y produce reacciones indeseadas en las emisiones.

Si se tiene en cuenta que los requerimientos de tratamiento de biogás para alimentar equipos de generación de energía eléctrica son muy exigentes, se pueden considerar estos tratamientos de acondicionamiento acordes a la necesidad del uso directo.

Esta simplificación en el estudio permite hacer una comparación rápida y asegurar que el estado de las calderas no se verá afectado por este cambio de combustible.

En el supuesto de que el biogás se utilice únicamente como reemplazo de otros combustibles fósiles, las instalaciones complementarias al tratamiento también son mucho más simples, ya que no se requiere la instalación de los generadores, ni sistemas de aprovechamiento de su calor, ni las instalaciones para inyección de energía eléctrica a la red. Todas estas instalaciones tienen un peso muy importante en la inversión inicial y requieren un alto grado de mantenimiento, lo que hace que los costos de operación y mantenimiento sean altos.

Considerando que el uso del biogás en forma directa tiene un rendimiento mucho mayor que si se genera energía eléctrica con él, que la inversión inicial es menor y que el costo de operación y mantenimiento es menor, se presenta como una alternativa de proyecto únicamente en este capítulo (Cuadro 24).

4. Proyectos de generación de energía

No se consideró como primera alternativa de estudio este caso ya que la legislación promueve la generación de energías renovables, pero siempre desde el enfoque de generación de energía eléctrica. La Ley 27191, Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, deja en claro que solo considera el reemplazo de energía eléctrica en las obligaciones de contribuir con los objetivos fijados en porcentaje de energía generada mediante fuentes renovables.

Para el análisis se considera solamente el reemplazo de GN y no de otros combustibles líquidos, dado que no se tiene un detalle de los consumos del establecimiento. Se establece que el PC del metano es equivalente al del GN (Cuadro 25).

En este apartado únicamente se presentan los cálculos y valores genéricos suficientes para un análisis muy escueto de la alternativa planteada.

El costo estimado del proyecto únicamente para aprovechamiento de biogás como combustible es de 438 400 USD.

Los costos operativos estimados del proyecto son 52 700 USD/a.

4.3.3.2 Generación de energía eléctrica

Para realizar el cálculo de generación de energía eléctrica a partir de biogás se realizó el estudio sobre la base del PC del biogás, según hojas técnicas y especificaciones de distintos equipos de empresas de primera línea. Se consideraron dos tecnologías para hacer el estudio lo más amplio posible: motogeneradores y microturbinas. Al tratarse de tecnologías distintas, la comparación debió realizarse a partir de los requerimientos de PC que detallan los equipos y, en cada caso, se consideró el rendimiento de estos.

Los motogeneradores permiten elaborar a partir de una serie de tratamientos un biometano (metano purificado del biogás) que es combustionado en su instalación, y de donde se hace funcionar el motor cuyos calores de combustión se recuperan para aprovechamiento térmico.

Cuadro 24. Generación y consumo interno, Empresa C

Biogás		
	Cantidad	Unidad
Total de biogás	4 775	m ³ /d
Producción de CH ₄	3 103,75	m ³ /d
Total de biogás	143 250	m ³ /mes
Producción de CH ₄	93 112,5	m ³ /mes
Consumo interno calefacción (promedio)	1 241	m ³ biogás/d
Consumo interno calefacción (promedio)	37 230	m ³ biogás/mes
Biogás disponible para reemplazo de combustibles	55 882,5	m ³ /mes
Poder calorífico del biogás	5 500	kcal/m ³
Poder calorífico del biogás	307 353 750	kcal/mes

Fuente: Elaborado por el autor.

Para aprovechar el 100% del biogás, se propone un generador con una potencia máxima de 425 kW. Este equipo trabajará de forma constante las 24 horas del día ya que la cantidad de biogás alcanza para ello, los cálculos se realizaron con un funcionamiento a máxima potencia durante las 24 horas del día (Cuadro 26).

Instalando este generador se produce:

- 309 kW/h de energía eléctrica, durante 24 horas del día.
- 7 416 kW(e) por día o 2 707 MW(e) por año.
- 7 725 kW de energía térmica disponible por día.

4.3.4 Consumo interno del proyecto y costos de operación

Los consumos internos de la planta son fundamentales para evaluar los proyectos de forma completa, ya que analizar únicamente lo que se genera es tener una visión sesgada de la situación real. La planta tiene un consumo energético para su funcionamiento, tanto en requerimiento de energía térmica por la tecnología seleccionada, como de energía eléctrica para los equipos electromecánicos instalados.

A continuación, se detallan los costos operativos.

Personal: La demanda de atención y personal para el proyecto es baja, pero igualmente requiere de personal que esté diariamente en la planta.

Estas empresas son autogestionadas, es decir, a escalas pequeñas, los dueños hacen tareas operativas y de seguimiento; a mayor escala, las aplicaciones de los proveedores

Cuadro 25. Potencialidad de reemplazo de combustible, Empresa C

Potencialidad de reemplazo de GN con el biogás	
Reemplazo de GN (9 300 kcal/m ³)	33 048 m ³ /mes
Reemplazo de GN	396 585 m ³ /mes
Costo GN	5,05 ARS/m ³
Ahorro anual	2 002 757 ARS/a
Ahorro anual	71 527 USD/a

Nota: Al momento de realizar este análisis la conversión era 1 USD = 28 ARS.

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 26. Modelo de generador seleccionado, Empresa C

Características del motogenerador	
Necesidad de energía	425 kW/h
Generación eléctrica	309 kW/h
Generación de calor a partir de gases de combustión	322 kW/h
Horas de funcionamiento	24 h/d
Equivalencia en biogás (mínimo necesario)	128,75 m ³ /h

Fuente: Elaborado por el autor.

hacen el trabajo de gestión, de manera que se tienen bien ajustados estos costos. A continuación, se presentan los recursos considerados:

- un empleado administrativo;
- un empleado operativo de laboratorio (con requerimiento de baja carga horaria);
- un empleado operativo (por turno de carga) + un operario los fines de semana o empleado general del establecimiento que comparta tareas de seguimiento;
- abono a una aplicación de control y seguimiento por parte del proveedor de tecnología (control biológico; alarma de carga; aviso de no funcionamiento, etc.).

Otros costos generales pueden ser:

- los costos de seguridad y administración;
- gastos operativos de laboratorio y otros insumos;
- electricidad (generada por la misma planta).

Mantenimiento de generadores eléctricos: Para la estimación del costo de mantenimiento de los motores generadores de energía eléctrica se consultó al proveedor; es un monto promedio que depende estrictamente de las capacidades de cada equipo y de la periodicidad de reparación y mantenimiento.

Mantenimiento de las instalaciones generales:

- se definió un porcentaje de la inversión como mantenimiento general. Si bien queda a criterio del propietario del proyecto este valor, se aceptó la sugerencia del oferente del proyecto, considerando valores estándar según su experiencia;
- un porcentaje del precio de venta del proyecto.

Otra opción es incluir el mantenimiento general de las instalaciones y equipos electro-mecánicos (sin considerar generadores eléctricos cuyo mantenimiento se contempló por separado).

Todos estos valores, en escalas pequeñas, se pueden obviar y estimar en un número general, afectado por los costos y consumos eléctricos del sistema. En escalas más grandes, el resto tiene mayor incidencia.

Balance térmico invierno/verano

El requerimiento de energía térmica del sistema está dado por las condiciones internas del digestor anaeróbico y las condiciones ambientales a las que está expuesto. Para este análisis se consideraron tres aspectos: la temperatura dentro del digestor, las condiciones ambientales externas y la aislación térmica del digestor.

- **Temperatura dentro del digestor:** Como ya se mencionó, la temperatura dentro del digestor será de entre 52 y 55 °C. Llevar los sustratos a la temperatura del sistema requiere una demanda energética importante. Se considera que el efluente ya digerido al salir tiene una temperatura igual al sistema y, por lo tanto, se pierde gran cantidad de energía térmica, mientras se debe elevar la temperatura del sustrato de entrada. Esta energía y la que se pierde con la salida del biogás, que también sale con la temperatura del sistema, tienen un peso relativo importante en el cálculo y fueron considerados en el presente estudio.

- **Condiciones ambientales externas:** El balance térmico y las pérdidas por las condiciones ambientales se realizaron para dos casos puntuales, para el mes de más frío en la provincia de Córdoba (julio) y para el mes de temperaturas promedio más altas (enero). Esta simplificación permite hacer un análisis en los dos extremos térmicos, siendo la situación durante los otros meses siempre una situación entre estos dos (Cuadro 27).
- **Aislación térmica:** La aislación térmica y el sistema de calefacción del digestor se presentan como un factor crítico para alcanzar las condiciones de climatización que se buscan. Para realizar el análisis se consideraron las características de los materiales de construcción de los tanques y sus proporciones según lo informado por los proveedores, tanto en espesores como conductividades térmicas.

En el Cuadro 28, se detallan los valores más importantes para el estudio térmico.

Los requerimientos de energía se presentan en el Cuadro 29 para el caso del mes más frío y para el del mes más cálido, también se presentan el equivalente de energía necesaria para mantener el sistema con el potencial de energía térmica generada con biogás por combustión directa y el porcentaje del total del biogás generado que esa cantidad representa.

La generación de energía térmica aprovechable por los equipos considerados para la generación de energía eléctrica supera las necesidades de climatización del sistema, por lo tanto, trabajar en el rango de temperatura seleccionado no es un problema por necesidad energética, siempre que se aproveche el calor de la generación eléctrica.

El resto de la energía térmica generada por el proyecto no tiene un uso definido, ya que aprovecharlo en la planta de procesos implica inversiones adicionales e instalaciones que no pueden ser evaluadas por el presente estudio.

Cuadro 27. Temperaturas medias

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Temperatura máxima media (°C)	29	28	26	22	19	15	15	18	19	24	26	28	22
Temperatura mínima media (°C)	17	17	14	11	8	4	4	5	7	11	14	16	10
Temperatura media (°C)	23	22,5	20	16,5	13,5	9,5	9,5	11,5	13	18	20	22	16

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional.

Cuadro 28. Valores para estudio térmico

Temperatura digestor	52 °C
Temperatura media del mes más frío	9,5 °C
Temperatura media del mes más cálido	23 °C
Temperatura de sustratos	25 °C

Fuente: Elaborado por el autor.

Consumo energético

Todo proyecto que contenga equipo electromecánico tiene un cierto consumo energético y, si bien el consumo de cada uno de los equipos puede no ser muy alto, si se considera la suma de todos ellos y las horas de funcionamiento, puede tener un peso relativo importante (Cuadro 30).

En este caso también se compara el consumo de la planta con el total de la energía eléctrica generada a partir del biogás aprovechado en los generadores eléctricos.

Las instalaciones cuentan con sistemas de alimentadores para digestores, maceradores, alimentadores, agitadores para digestores, bomba de impulsión, sistema de calefacción y recirculación, bombas de impulsión para separación sólido-líquido, equipos para desulfuración –y complementos para consumo del biogás–, soplante, separador tornillo, bomba husillo, centrífugas, controladores y sistemas eléctricos y electrónicos de detección, y apertura-cierre.

Digerido

En el establecimiento ya se realiza el aprovechamiento del digerido como bioabono en 55 hectáreas aproximadamente; en el resto (son más de 850 ha en total) posee otros cultivos con requerimientos de agroquímicos que pueden ser reemplazados por el digerido y, por lo tanto, un análisis de aplicación o valorización en campo propio puede ser muy significativo.

Por otro lado, el efluente del establecimiento tiene como destino final el vuelco a campo con equipamientos específicos de fertirriego; en Córdoba ya hay dentro de la legislación de la provincia un mecanismo que permite su uso o disposición en suelo.

Cuadro 29. Pérdidas térmicas

Pérdidas diarias de energía calórica			
	Pérdidas de energía	Equivalente en consumo de biogás	Porcentaje del biogás generado
Mes más frío del año	3 687 kW/d	1 475 m ³ /d	31
Mes más cálido del año	517 kW/d	1 007 m ³ /d	21

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 30. Consumo energético del proyecto, Empresa C

Detalle	Valor	Unidad
Potencia instalada total	28	kW
Consumo diario eléctrico del proyecto	322	kWh/d
Consumo anual eléctrico del proyecto	117 793	kWh/a

Fuente: Elaborado por el autor.

4.3.5 Inversión del proyecto

Como en el caso de las empresa anteriores, la inversión necesaria para llevar adelante el proyecto fue elaborada en dos partes, por un lado, el proyecto de generación de biogás y, por otro lado, el tratamiento y generación de energía eléctrica.

4.3.5.1 Generación de biogás

La planta de generación de biogás es un proyecto llave en mano que incluye los siguientes ítems: obra civil (bases, dos tanques y otros); equipos electromecánicos para dos tanques; sensores; instalación eléctrica; cañerías; costo de importación y nacionalización de equipos; montaje; ingeniería y puesta en marcha; impuestos, y otros.

Si bien parte de los costos de operación puede ser absorbida por los recursos actuales del establecimiento, al realizar la propuesta económica, la empresa estableció los costos de operación y mantenimiento de la planta en función de los requerimientos del proyecto. Se consideraron estos para el análisis completo del proyecto como uno independiente para poder evaluar sus requerimientos.

- Proyecto llave en mano: 775 500 USD para el paquete tecnológico (para dos tanques).
- Obra civil: 635 400 USD.
- Adecuación de los procesos de recolección y manejo: 392 762 USD.
- Total: 1 803 662 USD (valor por modificaciones de gestión, obra civil: dos tanques de 2 000 m³ y sus equipamientos).

Tratamiento del biogás y generación de energía eléctrica

El tratamiento del biogás, la generación de energía eléctrica y el aprovechamiento de energía térmica fueron realizados por otra empresa y también es un proyecto llave en mano.

- Proyecto llave en mano: 372 421 USD.
- Proyecto llave en mano: 10 427 788 ARS.

4.3.6 Análisis financiero del proyecto

Para poder realizar el análisis, se asumieron algunos valores que se irán detallando, pero que pueden variar en función del momento en el que se realice el estudio.

El análisis financiero se realizó sobre diez años de operación del proyecto, pero con un valor residual de cinco años adicionales, ya que todos los equipos tienen, al menos, ese tiempo de utilidad.

Se asume que la empresa utiliza capital propio para la inversión del proyecto y, por lo tanto, no contrae una deuda con terceros.

Valor de energía eléctrica generada

Al ser un proyecto de generación de energía eléctrica muy por debajo de los 500 kWh que establece la licitación de Renovar2, no se puede tomar como referencia el precio que establece el mismo pliego que pagaría la distribuidora eléctrica por cada MWh entregado a partir de la generación de biogás.

Al momento de definir el costo de la energía generada para la evaluación económico-financiera del proyecto, se asumen distintos valores, los cuales se justifican de acuerdo con las estrategias de reordenamiento de precios y comercialización de la energía en la Argentina. Estos son los siguientes: un valor de 113 USD/MWh, como mejor situación posible,

valor que se detalla en la misma ley; el valor sugerido por la mesa de biogás del del ex Ministerio de Agroindustria (actual Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca), que se estimó en 268 USD/MWh. Y un valor intermedio, como ser 189 USD/MWh (USD 160 más incentivos), propuesto por las RenovAr en primera instancia.

Costo de inversión para implementación del proyecto

En el Cuadro 31 se resume el costo de inversión para implementación del proyecto.

En el Cuadro 32 se presenta un resumen con los datos básicos del análisis financiero de este proyecto.

4.4 Análisis de sensibilidad

4.4.1 Empresa A

Para la Empresa A se realizó un análisis de sensibilidad donde se vincula la eficiencia del proceso de tratamiento (que también va de la mano la generación de energía) representado por las horas de funcionamiento del sistema de suministro de energía, versus los precios propuestos para la venta de energía a red.

Para 113 USD/MWh y alto rendimiento, los resultados son negativos. A 189 USD/MWh, el VAN sigue dando negativo, y la TIR también, aunque obviamente con valores más cercanos a cero. Esto implica que, aun a ese precio, el retorno de la inversión no es recuperable en 10 años. Se ensayó, además, qué pasa con la eficiencia de la planta. También se entiende que a menor eficiencia (menos horas de funcionamiento), también es menor la recuperación de la inversión. Finalmente, si se toma mayor eficiencia de instalación y generación (de suministro), es decir, si se logra alcanzar 8 300 horas anuales, los valores continúan negativos.

A 268 USD/MWh, los resultados expresan otra perspectiva, pero siguen negativos.

Solo cuando el rendimiento de la planta alcanza las 8 300 horas anuales, el VAN es positivo y la TIR es positiva, recién cuando el precio por la venta de energía supera los 490 USD/MWh aproximadamente (Cuadro 33).

4.4.2 Empresa B

Modelo 1

En este modelo de proyecto se realizó el análisis de sensibilidad que está vinculado al precio de la energía eléctrica generada, y las horas operativas de planta (a 6 715 h/a para el Modelo 1), en relación con la generación y constancia de suministro de esa energía vendida.

Cuadro 31. Inversión, Empresa C

CAPEX	
Capex de la planta de generación de biogás completa	1 803 662 USD
Tratamiento de biogás y generación de EE	372 421 USD
Inversión total proyecto	2 176 083 USD
Capital propio	2 176 083 USD

Fuente: Elaborado por el autor.

Modelo de negocio de aprovechamiento energético de biogás en tambos

Cuadro 32. Resumen flujo de fondos. Análisis con el menor precio propuesto y máximas horas de suministro, Empresa C

Precio productos del proyecto		
Ingresos por bioabono	0	año
Precio electricidad entregada	113	USD/MWh

Costos operativos y mantenimiento		
Adecuación y manejo de efluentes y residuos	20 000	USD/a
Mantenimiento de generadores	49 155	USD/a
Costos personal + administración + costo energético operación	49 610	USD/a
Costos operativos por gestión de cosustratos	0,00	USD/a

Bases de cálculo de generación de biogás para energía eléctrica		
Biogás generado por día	4 775	Nm ³ biogás
Porcentaje de metano	65	%
Metano generado por día	3 103,75	Nm ³ CH ₄
Tarifa eléctrica	113,00	USD/MW
Generación	0,309	MWh/h
Entrega diaria EE	24	h
Horas fuera de servicio en general/anuales	701 (8 %)	h
Horas facturadas por año reales	8 059	h

Facturación anual	
Valor de energía vendida a la red al año	281 396 USD
Precio de MWh	113 USD
Horas facturadas por año reales	8 059

TIR	-4%
VAN	- 1 148 790 USD
VAN calculado a TASA ponderada promedio de costo de capital - WACC	10%

Fuente: Elaborado por el autor.

4. Proyectos de generación de energía

En el Cuadro 34 se presenta una serie de análisis que se realizan variando únicamente el precio de la energía eléctrica generada y el impacto que tiene sobre los valores de la TIR del proyecto y de su VAN.

A su vez, si se analizan los precios sugeridos anteriormente, se observan las sensibilidades en los valores de VAN y TIR calculados, como se ve en el Cuadro 35.

Cuadro 33. Análisis de sensibilidad, precios vs. horas anuales, Empresa A

Análisis de sensibilidad			
Valor de la energía eléctrica (USD/MWh)	Horas anuales	VAN (USD)	TIR (%)
113	7 800	-632 246,95	-31,7
113	8 059	-627 417,64	-30,4
113	8 300	-622 923,96	-29,27
189	7 800	-513 799,76	-14,9
189	8 059	-505 037,4	-14,2
189	8 300	-496 884	-13,6
268	7 800	-390 677,02	-6,6
268	8 059	-377 826,35	-5,8
268	8 300	-365 868,78	-5,2
490	8 300	2 300,57	10,0

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 34. Análisis de sensibilidad, Empresa B, Modelo 1

Factor de variación del precio de energía eléctrica (%)	Costo energía eléctrica (USD/MWh)	TIR (%)	VAN (USD)
0	113	-13,74	-901 310,42
5	118,7	-12,09	-861 876,37
10	124,3	-10,6	-823 134,14
20	135,6	-7,87	-744 957,86
50	169,5	-1,12	-510 429,03
70	192,1	2,64	-354 076,47
85	203,4	4,38	-275 900,19
100	226	7,65	-119 547,63
125	254,25	11,44	75 893,07

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 35. Sensibilidad entre precio analizado/horas de suministro, Empresa B

Sensibilidad entre precio analizado/horas de suministro			
Precio/MWh	Horas suministro	VAN (USD)	TIR (%)
113	6 420	-935 654,43	-15,31
113	6 715	-901 310,42	-13,74
113	6 935	-875 697,94	-12,66
189	6 420	-432 965,69	0,79
189	6 715	-375 523,06	2,15
189	6 935	-332684,48	3,13
268	6 420	89 566,02	11,69
268	6 715	171 019,07	13,18
268	6 935	231 763,72	14,27

Fuente: Elaborado por el autor.

Modelo 2

En el Cuadro 36 se detalla el costo de inversión para la implementación del proyecto.

Cuadro 36. Inversión, Empresa B, Modelo 2

CAPEX	
Capex de la planta generación biogás completa	1 473 350 USD
Tratamiento de biogás y generación de EE	357 418 USD
Inversión total del proyecto	1 830 768 USD
Capital propio	1 830 768 USD

Fuente: Elaborado por el autor.

En el presente proyecto se estima que la empresa tiene la potencialidad de generar una cantidad de energía eléctrica mayor que el 8% de su consumo, incluso considerando los consumos eléctricos del proyecto (Cuadro 37).

4. Proyectos de generación de energía

Cuadro 37. Resumen flujo de fondos, Empresa B, Modelo 2

Precio productos del proyecto		
Ingresos por bioabono	0	año
Precio de electricidad entregada	113	USD/MWh

Costos operativos y mantenimiento		
Mantenimiento de digestores	3 810	USD/a
Mantenimiento del generador y sistema purificación	32 415	USD/a
Costos personal + administración + costo energético operación	49 610	USD/a
Costos operativos por gestión de cosustratos	0	USD/a

Bases de cálculo de generación de biogás para energía eléctrica		
Biogás generado por día	2 242,50	Nm ³ biogás
Porcentaje de metano	65	%
Metano generado por día	1 457,60	Nm ³ CH ₄
Tarifa eléctrica	113,00	USD/MW
Generación	0,225	MWh/h
Entrega diaria EE	24	h
Horas disponibles por año	8 760	h
Reducción por mantenimiento equipos y sistemas	438	5,00%
Reducción por falta de cosustratos	263	3,00%
Horas facturadas por año reales	8059	92,0%

Facturación anual	
Valor de energía vendida a la red al año	204 900 USD
Precio de MWh	113 USD
Horas facturadas por año reales	8 059

TIR	-6,15%
VAN	-1 078 780 USD
VAN calculado a TASA ponderada promedio de Costo de Capital - WACC	10%

Fuente: Elaborado por el autor.

Modelo de negocio de aprovechamiento energético de biogás en tambos

Por otro lado, se realizó el análisis de sensibilidad que está vinculado al precio de la energía eléctrica generada, ya que las otras variables tienen poco peso en el análisis.

En el Cuadro 38 se presenta una serie de análisis que se realizan variando únicamente el precio de la energía eléctrica generada y el impacto que tiene sobre los valores de la TIR del proyecto y de su VAN.

Cuadro 38. Análisis de sensibilidad, Empresa B, Modelo 2 (análisis con mínimo de horas de suministro)

Análisis financiero con modificación del valor de energía eléctrica			
Factor de variación del precio de EE (%)	Costo energía eléctrica (USD/MWh)	TIR (%)	VAN (USD)
0	113	-6,15	-1 078 780
5	118,7	-4,91	-1 014 244
10	124,3	-3,75	-950 840
20	135,6	-1,54	-822 899
50	169,5	4,27	-439 076
100	226	12,4	200 627

Fuente: Elaborado por el autor.

A su vez, si varían las horas de suministro (eficiencia de la planta en generación de energía) y se ponderan los precios antes sugeridos (113 USD, 189 USD y 268 USD), la sensibilidad se refleja como se muestra en el Cuadro 39.

Si se incluye en el análisis la diferenciación de los costos e inversiones de reconversión de los establecimientos e intensificación del tambo (monto estimado entre 100 000 USD y 600 000 USD de acuerdo con las escalas y necesidades, promediado en 250 000 USD como número aproximado), claramente se mejorarían los números, aunque esto implica un costo adicional en aquellos establecimientos que requieren esto; como así también otras facilidades, como redes de distribución, equipamiento para manejo de efluentes, entre otros.

4.4.3 Empresa C

En este proyecto se realizó el análisis de sensibilidad que está vinculado al precio de la energía eléctrica generada, y las horas operativas reales de funcionamiento y suministro de energía, que resultan las variables limitantes del análisis.

En el Cuadro 40 se presentan una serie de variaciones que se realizan con el precio de la energía eléctrica generada y el impacto que tiene sobre los valores de la TIR del proyecto y del VAN. Aquí se asume un máximo de funcionamiento que ronda las 8 300 horas, con lo cual se estima la máxima capacidad de suministro. Se demuestra luego la incidencia de las horas de parada por cualquier motivo de las instalaciones en los beneficios anuales. Se hace un análisis con 7 800 horas anuales (12% de las horas anuales fuera de servicio), 8 059 horas (8%), y 8 300 (5%).

Cuadro 39. Análisis de sensibilidad, Empresa B, Modelo 2

Sensibilidad entre precio analizado/horas de suministro			
Precio USD/MWh	Horas de suministro	VAN (USD)	TIR (%)
113	7 800	-1 119 897	-6,97
113	8 059	-1 078 779	-6,15
113	8 300	-1 040 520	-5,41
189	7 800	-287 065	6,34
189	8 059	-218 293	7,25
189	8 300	-154 301	8,07
268	7 800	578 641	16,68
268	8 059	676 158	17,74
268	8 300	7 66 899	18,72
113	7 300	-45 8675	-0,6
113	7 800	-37 9297	1,46
113	8 000	-347 546	2,25
113	8 300	-299 919	3,4
189	7 300	320 770	16,21
189	7 800	453 535	18,62
189	8 000	506 639	19,56
189	8 300	568 298	20,96
268	7 300	1 130 982	29,99
268	7 800	1 319 241	32,97
268	8 000	1 394 544	34,15
268	8 300	1 507 499	35,9

Fuente: Elaborado por el autor.

Modelo de negocio de aprovechamiento energético de biogás en tambos

Por otra parte, se analizan las variaciones de precios que se ofrecieron en el mercado de las renovables y que se ajustan a los valores fijos (113 USD/MWh; 189 USD/MWh y 268 USD/MWh) y se muestra el efecto del rendimiento y la eficiencia operativa de la instalación variando las horas anuales en funcionamiento (Cuadro 41).

Asimismo, si se incluye en el análisis la diferenciación de los costos e inversiones de reconversión de los establecimientos e intensificación del tambo (monto que se estima entre 100 000 USD y 700 000 USD, de acuerdo a las escalas y necesidades, que promedia en 392 762 USD), claramente se mejorarían los números, aunque esto implica un costo adicional en aquellos establecimientos que requieren esto, como así también de otras facilidades, como redes de distribución, equipamiento para manejo de efluentes, entre otros.

Cuadro 40. Análisis de sensibilidad, eficiencia regular, Empresa C

Análisis financiero con modificación del valor de energía eléctrica (8 059 h/a)			
Factor de variación del precio de EE (%)	Precio de venta energía eléctrica (USD/MWh)	TIR (%)	VPN (USD)
0	113,0	-4	-1 148 790,29
5	118,7	-2,69	-1 060 160,22
10	124,3	-1,45	-973 085,07
20	135,6	0,9	-797 379,84
50	169,5	7,13	-270 264,18
75	197,7	11,7	168 999,00
100	226,0	15,94	608 261,94

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 41. Análisis de sensibilidad, incidencia de las horas de parada, Empresa C

Precio USD/MWh	Horas en funcionamiento	TIR	VAN
113	7 800	-4,88	-1 205 258,4
113	8 059	-4	-1 148 790,3
113	8 300	-3,22	-1 096 246,6
189	7 800	9,36	-61 502,7
189	8 059	10,34	32 943,9
189	8 300	11,23	120 826,7
268	7 800	20,62	1 127 401,2
268	8 059	21,78	1 261 325,5
268	8 300	22,85	1 385 942,4

Fuente: Elaborado por el autor.

5. CONCLUSIONES

En el presente informe se analizaron distintos proyectos de generación de biogás y de energía eléctrica a partir de residuos de tambos. El objetivo fue brindar un acercamiento a la complejidad de factores que inciden en este tipo de emprendimientos, que pueda ser útil tanto para elaborar modelos de negocios, como para informar la formulación de políticas sectoriales.

Para tener un análisis con alto grado de certeza de la potencialidad de generación de biogás en un establecimiento se deben realizar estudios adicionales, como caracterización de los efluentes, mediciones de caudal más precisas, estudios de degradación anaeróbica, existencia de inhibidores, entre otros, como así también, analizar las tecnologías disponibles en el país, que permitan eficiencias reales para las escalas determinadas, para ofrecer reales soluciones a los casos en cuestión.

Desde el aspecto técnico, en el análisis de la Empresa A y en el de la Empresa B se propone la tecnología de reactores de mezcla completa, ya que estos han sido evaluados y estudiados en todo el mundo, y presentan las características operativas ideales para distintas escalas. Al disponer de controles de manejo, la eficiencia de generación y tratamiento es notablemente superior a otras opciones. La posibilidad de codigestión (incluso con cultivos energéticos) abre la posibilidad de obtener aún más beneficios, en materia de eficiencia, generación, tiempos de proceso y condiciones de marcha.

En términos económicos-financieros, en la Empresa A los resultados no son positivos, a excepción de condiciones de eficiencia óptimas y precios máximos sugeridos. Si no se obtiene buena generación de biogás, producto de la mala calidad del efluente o de la gestión misma del establecimiento –se considera esta cuestión clave en la determinación de la potencialidad– aunque se disponga de buena tecnología de tratamiento y generación (implica una inversión inicial importante –obra civil, sistemas de controles, operatividad, etc.–), el proyecto resulta muy poco atractivo para el productor tambero (desde los números y a esta escala).

En la Empresa B y en la Empresa C los resultados son positivos. Se recupera la inversión en el tiempo y se pagan los costos operativos, siempre considerando algunas premisas de modelación y que deben ser ratificadas para que este informe y su expectativa se cumplan. Se puede observar que algunos de estos factores como ser el precio de la energía eléctrica que se considera en el proyecto tienen un peso importante en el análisis del proyecto.

En este análisis de factibilidad, en la Empresa A, se analizaron las inversiones totales para un proyecto “llave en mano”, desde la recepción y manejo de los residuos en planta, la digestión y generación de biogás, el tratamiento del biogás, los generadores de energía eléctrica y, para la Empresa B, la conexión a la red para entrega de la energía eléctrica; en

el caso de la Empresa C no está incluida la conexión. Todos los costos operativos del proyecto durante todo el período de análisis fueron considerados, tanto de mantenimiento de equipos y motores, como de su operación directa.

En el caso de la Empresa A no se consideró la inclusión de cosustratos ya que, si bien hay disponibilidad en un perímetro de 20 km, la gestión de cualquier sustrato adicional al proyecto generaría un costo considerable (de logística, disposición, pretratamiento, etc.), no rentable. Aunque, sí se tuvo en cuenta que todos los establecimientos tamberos cuentan con un acopio de cultivo energético como es el maíz ensilado con el que se podría complementar la alimentación del digestor como sustrato, que genera altos valores de biogás con mucha menos carga. Esto excede el presente informe, pero puede complementarse en un análisis adicional. En la Empresa B no se analizan los costos de la gestión de los cosustratos (ya que no los hay, se considera que el sistema de recolección de efluente funciona por gravedad y que se carga mediante bombeo), en el modelo que corresponde; los precios y las estimaciones se realizaron de acuerdo con recomendaciones de proveedores internacionales. No obstante, su gestión necesita de una inversión de mejoras y adecuación para uso de estos en los digestores.

Con un poco más de detalle, el estudio indica que para la Empresa A, con los valores calculados de inversión y operación, el proyecto no es rentable y tiene una TIR y un VAN negativos, si se considera una tarifa de 113 USD/MWh y una inversión inicial con capital propio únicamente. Para alcanzar un VAN positivo y mayor a 10, el precio de la energía eléctrica entregada debería ser superior a los 490 USD/MWh. Con ese supuesto, la TIR del proyecto igualaría la tasa de interés del 10%.

Teniendo en cuenta que el proyecto no es atractivo, económicamente hablando, con esa tarifa de energía eléctrica, cualquier análisis con tarifa menor dará valores de TIR y VAN aún más bajos.

Como ejercicio adicional, se podría considerar que la inversión no se realice con el total del capital propio, sino con un porcentaje de capital financiado. Incluso en estas situaciones, el proyecto no parece ser atractivo ya que presenta valores negativos de TIR y VAN en prácticamente todos los escenarios. Ejemplo: si se considera un 70% del capital proveniente de terceros y con una tasa de interés muy baja (3%), la TIR y VAN del proyecto siguen siendo negativos (con precio de energía comercializada a 113 USD/MWh).

Para la Empresa B tampoco es rentable, con una TIR baja y el VAN negativo a una tarifa de 113 USD/MWh. En estas condiciones de inversión, la TIR se hace atractiva con una tarifa por encima de 250 USD/MWh, siendo también positivo el VAN en ese punto (Modelo 1).

Si se analiza el proyecto adquiriendo un porcentaje de deuda, la situación es distinta, ya que la TIR es mayor y el VAN es positivo aún con una tarifa de 113 USD/MWh.

Al hacer el mismo análisis para el caso del proyecto Modelo 2, se puede ver que, con una sustancial mejora en el sistema de recolección y preparado del sustrato, y de un buen rendimiento de generación de biogás (horas de funcionamiento de la instalación), el proyecto es rentable con una TIR por encima del 10% y un VAN también atractivo solo a más de 200 USD/MWh. Es importante entender que también hace al proyecto más complejo desde la operación y con mayores variables que afectan su éxito (el sistema se torna sensible porque cuanto más se pretende generar, mayor importancia tiene el buen manejo de efluentes y los costos de su preparación). Estas variables son la calidad del sustrato, que depende, en gran medida, de la gestión de los efluentes, y de la eficiencia de la planta, función de la calidad de la instalación a proyectar.

Actualmente, los generadores de cosustratos consultados disponen sus residuos a costo propio, es decir, pagan por su elaboración (cultivo energético), el transporte y la disposición, siendo que, para este proyecto, no se ha considerado este tipo de análisis, es importante remarcar que el mismo alimento que se elabora, acopia y dispone en el establecimiento para los animales de cría, puede ser utilizado como potenciador o cosustrato de la planta. A la escala de análisis, una pequeña porción de ese sustrato puede ser utilizado en el digestor ampliando su rendimiento considerablemente. Dado que esta cuestión excede el análisis de los efluentes aprovechables, sería un interesante complemento para aumentar los rendimientos de generación de planta y pueda obtenerse mejores resultados.

Finalmente, en el caso de la Empresa C, el proyecto tampoco es rentable bajo a una tarifa de 113 USD/MWh, (TIR y VAN negativos con inversión de capital propio, sin recurrir a préstamos). En estas condiciones de inversión, la TIR se hace atractiva y el VAN positivo en todos estos puntos, recién de 185 USD/MWh, pero con eficiencia del 95% (8 300 horas anuales).

Cabe recordar que la legislación de la provincia de Córdoba es la primera en contemplar el uso del digestato en suelo para aprovechar su valor agronómico (como enmienda de orgánicos); incluso se encuentra regulada su aplicación.

El valor del digerido no es económico para el proyecto ya que no hay un mercado formal, pero en caso de tenerlo o darle un valor agronómico interno, el retorno de la inversión debido a este ingreso le daría un valor agregado al proyecto, viendo externalidades incluso en lo económico como ahorro en la compra de insumos para fertilización (N, K, P, entre otros).

Tanto para la Empresa B como para la Empresa C, el análisis se llevó a cabo para un plazo de diez años, con distintos valores de energía cobrada por entrega a la red, desde los 113 USD/MW. Durante los diez años de análisis se considera la amortización acelerada (Ley 25924 Art. 5), que genera una disminución en el cálculo del pago de impuesto a las ganancias durante este período, la tasa de cálculo es del 35% sobre el resultado del ejercicio.

Desde una óptica ambiental, el proyecto en las Empresas A y B permite aplicar los efluentes estabilizados en suelo y devolver los nutrientes que utilizan las plantas. Esta práctica disminuye la necesidad de utilizar fertilizantes químicos. Ese precio interesante de venta por bioabono no está incluido en el planteo, ya que se apunta a la cuestión energética. Pero están claros los beneficios ambientales que la tecnología otorga. Por otro lado, desde lo financiero, el ahorro en fertilizantes químicos y los beneficios en futuros rindes por el agregado de materia orgánica, N y P, como así también de nutrientes (macros y micros), posibilitan ver un panorama más interesante que el energético.

Fundamentalmente el aspecto ambiental más importante en el caso de la Empresa B se basa en el control de residuos orgánicos en general, la mejora es directa ya que actualmente son dispuestos en forma deficiente y en muchos casos sin ningún tipo de control (vertido en lagunas naturales casi obsoletas o con manejo inadecuado). En cuanto a la Empresa C, el aspecto ambiental más importante también se basa en el control de residuos orgánicos en general, por esto, en vistas a las ventajas para generación, esto representa un plus en Córdoba con respecto al manejo del biofertilizante, la mejora es directa, ya que actualmente estos son dispuestos en forma deficiente y, en muchos casos, con pocos controles.

Otro aspecto ambiental tangible y medible está referido a los gases de efecto invernadero GEI en la atmósfera. Los GEI se generan en procesos anaeróbicos abiertos y se emiten directamente al ambiente, básicamente el CH₄, que posee un factor de 21 respecto al

CO₂, esto significa que es 21 veces más contaminante que dicho gas, pero, si se produce en un digestor cerrado y luego es aprovechado o quemado el efecto se reduce 21 veces. Actualmente no hay posibilidades concretas de gestionar bonos de carbono como los que se emitían bajo el Protocolo de Kioto, pero el proyecto, en las tres empresas, evitará gases GEI, que pueden ser medidos y son un beneficio cierto a mediano y largo plazo.

Por otro lado, y otro punto importante para tener en cuenta, es la tendencia mundial de aprovechar los residuos biomásicos en general antes de cultivos energéticos (#biogasbenefatto del CIB Italia), concepto relevante para entender hacia dónde apuntan estas instalaciones, y qué beneficios aprovechables aportan, no solo en la generación de energía, sino en forma global, en el tratamiento de residuos y la valoración (a bajo costo) de subproductos de procesos agroindustriales e intensivos.

Adicionalmente, el proyecto de la Empresa B servirá para mitigar olores que puedan afectar la población y la atracción de vectores, siendo esta una de las principales quejas de los vecinos de establecimientos de esta industria (en este caso, en cercanías al pueblo, si bien los vientos no son predominantes del oeste), lo mismo ocurre en el caso de la Empresa C.

Los beneficios sociales, tanto en el caso de la Empresa B, como en el de la Empresa C, además de aquellos que surgen de la mejora ambiental, son directos porque requieren de mano de obra de la zona y por la mejora en la generación de energía renovable localizada que permite una mejor disponibilidad de la red.

Respecto de la percepción que se tuvo en relación con el interés del sector en la aplicación de estos sistemas, en todos los casos de las Empresa A y B, los productores y dueños de los establecimientos marcaron sobremanera la posibilidad de invertir en biogás como una unidad de negocio nueva, que complementa la problemática del efluente, la necesidad de fertilizantes, y el beneficio de la generación de energía en zonas rurales dispersas.

La mayor limitante para la realización del proyecto de la Empresa B y otros proyectos de este tipo es el costo de inversión inicial que se debe realizar para su implementación; se entiende que esta tiene directa relación con la eficiencia que se pretende obtener en este tipo de iniciativas. El productor está dispuesto a efectuar esas inversiones y aplicar esos costos de equipamiento y obra civil siempre que las condiciones de retorno sean favorables y acordes a una unidad de negocio nueva que pueda sustentarse por sí misma. En todos los casos han visto que, si bien el riesgo es aceptable, la empresa está dispuesta a realizar la inversión con tasas y precios que convengan realmente.

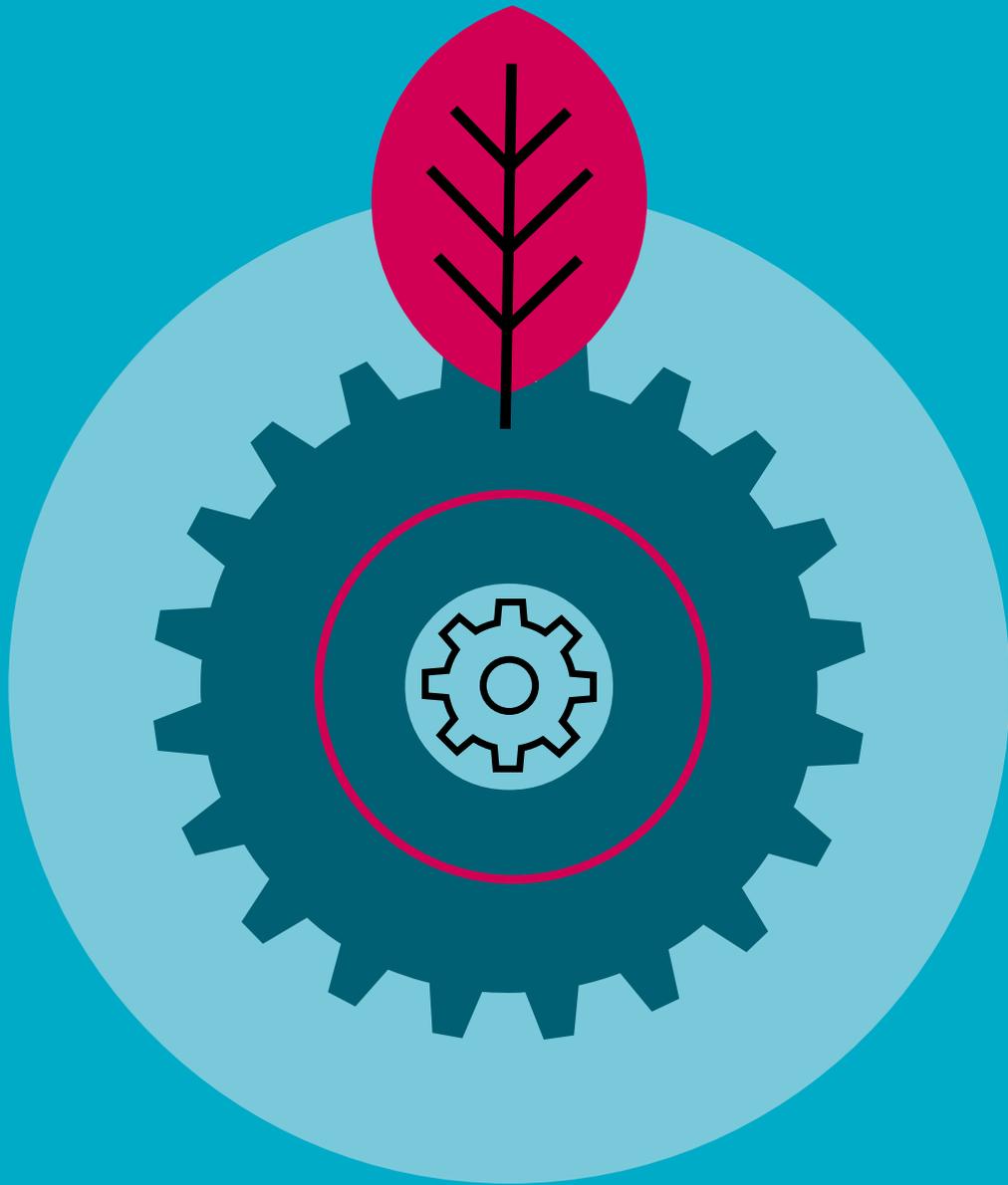
En cuanto a la Empresa C, la mayor limitante también es el costo de inversión inicial que se debe realizar para su implementación; los altos costos de equipamiento y obra civil hacen que, aun teniendo un buen retorno de inversión, la empresa no esté dispuesta o no tenga la capacidad de invertir esa cantidad de dinero.

BIBLIOGRAFÍA

Al Seadi, T., D. Rutz, H. Prassl, M. Köttner, T. Finsterwalder, S. Volk y R. Janssen. 2008. *Biogas Handbook*. Esbjerg (Dinamarca). University of Southern Denmark Esbjerg.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. 2010. *Guía sobre el Biogás. Desde la producción hasta el uso*. Eschborn (Alemania). Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (disponible en: <https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/1/e/leitfaden-biogas-es-2013.pdf>). Acceso: diciembre del 2019.

Giampaoli, O y E. Gropelli. 2001. *El camino de la biodigestión*. Santa Fe. Universidad Nacional del Litoral.



ANEXO

Legislación vigente

Se han considerado dos tipos de legislación a los efectos del análisis del proyecto. La primera referida a la normativa ambiental que regula el manejo y disposición de efluentes y residuos en general, y la segunda, aquella legislación que hace referencia a la revalorización de recursos o residuos mediante la utilización de estos como fuente de energía o enmiendas o fertilizantes orgánicos. También se resume la ley que contempla la regulación de la explotación agropecuaria, especialmente referida al tema tambo.

El análisis de los aspectos ambientales es de suma importancia ya que se está planteando el proyecto basándose en la utilización de residuos y esto produce modificaciones en su gestión actual y, por lo tanto, variaciones en los procesos de tratamiento de los efluentes de la planta. Cualquier alteración de estos procesos que no sea considerada y genere una modificación en la calidad de los efluentes de vuelco o de los sólidos por disponer puede tener un impacto negativo sobre el ambiente o el incumplimiento de la normativa vigente.

En cuanto a la legislación existente en materia de protección ambiental, se hace hincapié específicamente en las de orden nacional y las vigentes en la provincia de Buenos Aires, Santa Fe y Córdoba, que son sobre las cuales se basa este informe. En algunos casos, por no contar con legislación específica sobre biogás, se han adoptado por convención otras normas como referencia (fundamentalmente las de la Comunidad Europea, en especial la legislación alemana).

Normas nacionales

Artículo 41.º de la Constitución Nacional.

Ley 25675/02, *Ley general del ambiente*.

Ley 25688/02, *Régimen de gestión ambiental de aguas*.

Ley 25612/02, *Gestión integral de residuos industriales*.

Ley 24051/92, *Ley de Residuos Peligrosos*, y Decreto reglamentario 831/93.

Código Alimentario Argentino, Capítulo XII, 982 (Res. MSyAS 494/94).

Ley 26190/06, *Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica*.

Ley 27191/15, *Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica* –modificatoria de la Ley 26190–, y su Decreto reglamentario 531/16.

Ley 25169/99, *Contrato asociativo de explotación tampera*.

Normas ambientales de la provincia de Córdoba

Ley 7343/85, *Principios rectores para la preservación, conservación, defensa y mejoramiento del ambiente*, modificada por leyes 8300, 8779 y 8789.

Ley 10208/14, *Ley de política ambiental* (complementa los presupuestos mínimos de la Ley 25675).

Ley 5589/73, *Código de aguas*.

Decreto 847/16, *Reglamentación para la preservación del recurso hídrico de la provincia* (deroga Decreto 415/99).

Ley 8936/01, *Conservación de suelos*.

Ley 8810/99, *Ley de energías renovables*.

Normas ambientales de la provincia de Buenos Aires

Ley 11723/95, *Ley del Ambiente*.

Ley 5965, *Ley de protección a las fuentes de provisión y a los cursos y cuerpos receptores de agua y a la atmósfera*, y Resolución 236/03, sobre límites de descarga admisibles.

Código de aguas (1999).

Ley 11720, *Ley de residuos especiales*.

Ley 13656, *Ley de promoción industrial* de la provincia de Buenos Aires.

Ley 12603/00, *Declaración de interés provincial para la generación y producción de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovables*.

Resolución 336/2003, que modifica la Resolución 389/1998 sobre normas de calidad de agua, Anexo II Parámetros de calidad de las descargas límite admisibles.

Normas ambientales de la provincia de Santa Fe³

Ley 11717, *Ley de medio ambiente y desarrollo sustentable*.

Decreto Provincial 2151/2014; regula la gestión de los residuos no peligrosos industriales o de actividades de servicios.

Resolución 1089/1982, *Reglamento para el Control del Vertimiento de Líquidos Residuales*
Ley 8.829, que adhiere a la Ley Nacional 22.428 sobre la conservación y recuperación de la capacidad productiva de los suelos.

Ley 10.552, que regula la conservación y manejo de suelos.

Ley 9.830, que crea el Comité de Cuencas que deberá promover el desarrollo del área a través del manejo y aprovechamiento de los recursos hídricos y que actuará como personas jurídicas de derecho público fijándole competencia territorial.

Resolución 201/04, tiene por objeto prevenir, controlar y corregir las situaciones de contaminación del aire en el territorio de la provincia de Santa Fe.

Artículo 25.º de la Constitución Provincial.

³ Santa Fe, a través de la Ley Provincial 13527, cuenta con una empresa público-privada de energías renovables, denominada ENERFE – Santa Fe Gas y Energías Renovables S.A.P.E.M., cuyo objetivo es la distribución y subdistribución de gas por ductos y redes, producción, transporte y almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, sus derivados directos e indirectos, como así también administrar recursos y fuentes de energías renovables. A su vez, de acuerdo con el Programa PROSUMIDORES, todos los ciudadanos usuarios del sistema eléctrico de la provincia, pertenecientes a la EPE y las cooperativas eléctricas adheridas, pueden generar energía a partir de fuentes renovables e inyectarla a la red bajo reglamento de las conexiones de islas anteriormente citado. El programa facilita el repago de las instalaciones renovables, a través de una compensación monetaria que permite la amortización de estos equipos por parte de los clientes que se adhieran al programa en un período de tiempo determinado. Dicha compensación se efectuará en función de la energía generada durante el período de repago de los equipos.

Ley Provincial 12503/05, *Generación y uso de energías a partir de fuentes renovables*.

Ley Provincial 12692/06, *Régimen Promocional Provincial para la investigación, desarrollo, generación, producción y uso de productos relacionados con las energías renovables*.

Ley 12956/08, Complementaria de la Ley 12692/06.

Ley 13240/11, Creación de la Secretaría de Estado de la Energía.

Decreto 1351/13, Creación del Programa Santa Fe Avanza en la Sustentabilidad de los Edificios y Oficinas Públicas.

Resolución 013/13 de la Secretaría de Estado de la Energía, Creación del Programa Un Sol para tu Techo.

Modelo de negocio de aprovechamiento energético de biogás en tambos

COLECCIÓN
INFORMES
TÉCNICOS

N.º 13

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

www.fao.org

ISBN 978-92-5-132623-7



9 789251 326237

CA9066ES/1/05.20