



Organización de las Naciones
Unidas para la Alimentación
y la Agricultura

Lecciones aprendidas en proyectos de biomasa y biogás en la Argentina

COLECCIÓN
INFORMES
TÉCNICOS

N.º 8



Lecciones aprendidas en proyectos de biomasa y biogás en la Argentina

COLECCIÓN INFORMES TÉCNICOS N.º 8

FAO. 2020. *Lecciones aprendidas en proyectos de biomasa y biogás en la Argentina*. Colección Informes Técnicos N.º 8. Buenos Aires. <https://doi.org/10.4060/ca8064es>

Las denominaciones empleadas en este producto informativo y la forma en que aparecen presentados los datos que contiene no implican, por parte de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), juicio alguno sobre la condición jurídica o nivel de desarrollo de países, territorios, ciudades o zonas, ni sobre sus autoridades, ni respecto de la demarcación de sus fronteras o límites. Las líneas discontinuas en los mapas representan fronteras aproximadas respecto de las cuales puede que no haya todavía pleno acuerdo. 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 978-92-5-132267-3

© FAO, 2020



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

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

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

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

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

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

Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca

Luis Eugenio Basterra
Ministro de Agricultura, Ganadería y Pesca

Marcelo Alós
Secretario de Alimentos, Bioeconomía
y Desarrollo Regional

Miguel Almada
Director de Bioenergía

Ministerio de Desarrollo Productivo

Matías Sebastián Kulfas
Ministro de Desarrollo Productivo

Sergio Enzo Lanziani
Secretario de Energía

Ángel Guillermo Martín Martínez
Director Nacional de Energías Renovables

Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura

Hivy Ortiz Chour
Oficial Forestal Principal
Oficina Regional América Latina

Francisco Yofre
Oficial de Programas
Oficina Argentina

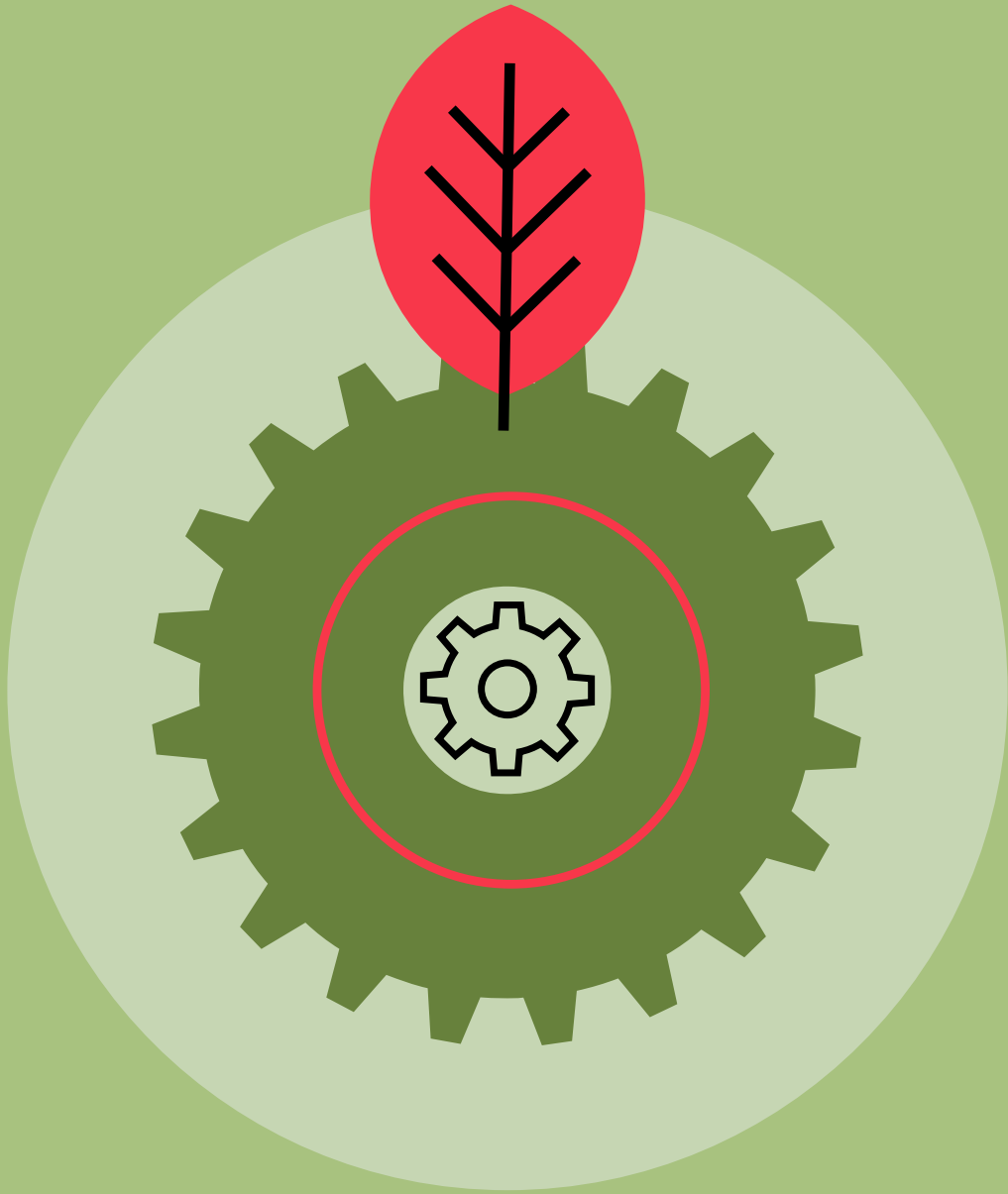
Mariela Beljansky
Julio Menéndez
Federico Moyano
Autores

Verónica González
Coordinación Colección

Sofía Damasseno
Colaboración Colección

Marisol Rey
Edición y corrección

Mariana Piuma
Diseño e ilustraciones



ÍNDICE

Prólogo	vii
Agradecimientos	ix
Siglas y acrónimos	xi
Unidades de medida	xi
Fórmulas químicas	xii
Resumen ejecutivo	xiii

1.	
Introducción	1

2.	
Metodología	3

3.	
Resultados de las entrevistas a los proyectos de biomasa seca	5
3.1 Proyecto Pindó Ecoenergía	5
3.2 Proyecto Zeni	7
3.3 Proyecto FRESA	8
3.4 Proyecto Molino Matilde Bioenergía	10
3.5 Proyecto Prodeman Bioenergía	12
3.6 Proyecto Ct Biomasa Unitán	15
3.7 Proyecto Generación Ticino Biomasa	16
3.8 Proyectos Biomasa Rojas y Biomasa Venado Tuerto	18

4.	
Resultados de las entrevistas a los proyectos de biogás	21
4.1 Proyecto Las Camelias	21
4.2 Proyecto La Micaela	24
4.3 Proyecto Cabañas Argentinas del Sol	25
4.4 Proyecto Central Bioeléctrica II	26
4.5 Proyecto Adecoagro	26
4.6 Proyecto Bioenergía Yanquetruz	29
4.7 Proyecto Solamb SRL	32
4.8 Proyecto El Viejo SA/Ingeco	33

5.

Conclusiones, comentarios y lecciones aprendidas **35**

Anexo. Cuestionario con el que se entrevistó a los responsables de los proyectos **41**

Cuadros

Cuadro 1	Proyectos de biomasa seca	3
Cuadro 2	Proyectos de biogás	4
Cuadro 3	Características del biogás del Proyecto Bioenergía Yanquetruz	30

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:

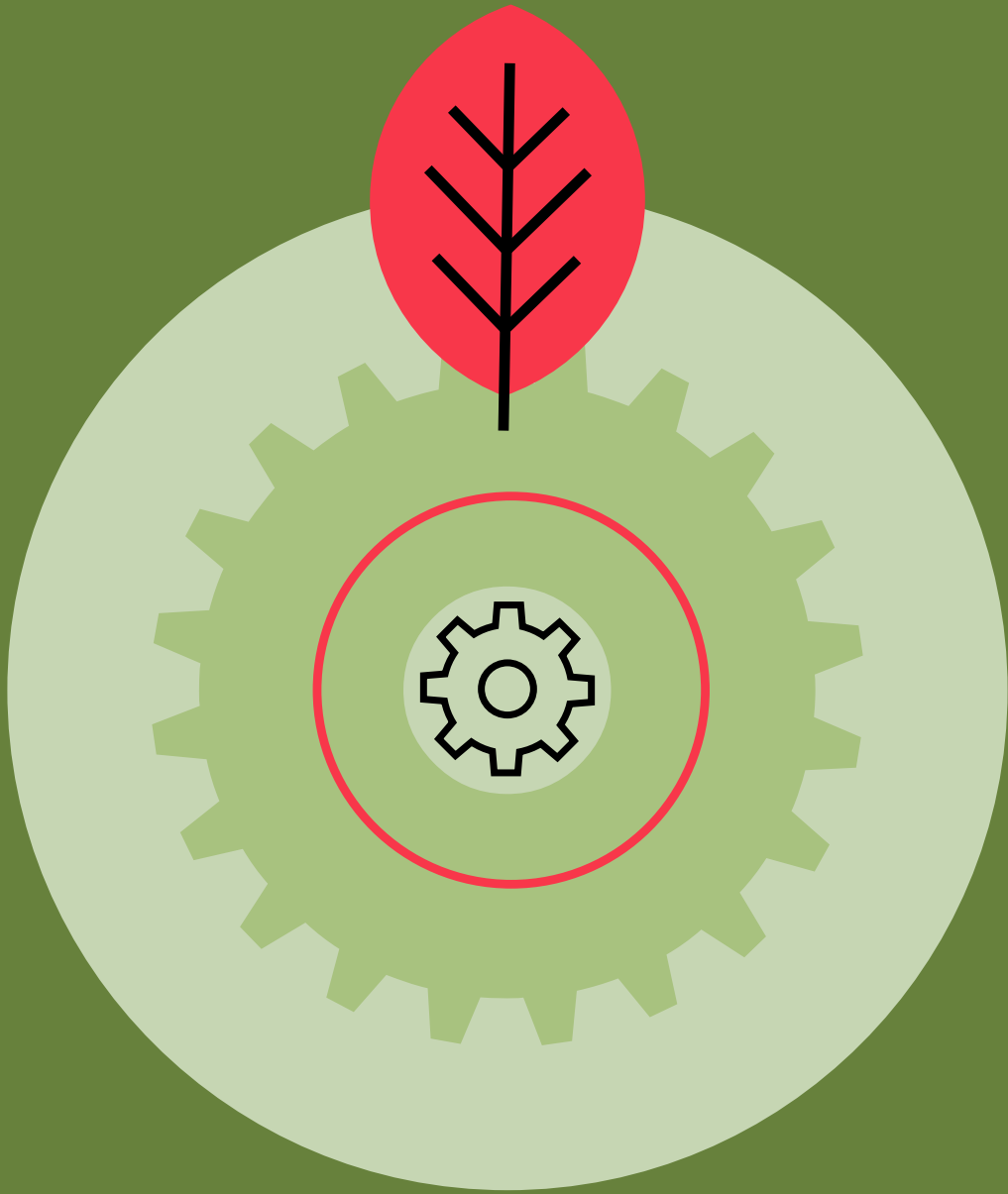
- Estrategias bioenergéticas: asesorar y asistir, legal, técnica y financieramente, a proyectos bioenergéticos y tomadores de decisión para aumentar la participación de la energía derivada de biomasa en la matriz energética.

-
- 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.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece la colaboración de las empresas y personas entrevistadas por compartir sus experiencias para la elaboración de este informe.



SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ACA	Asociación de Cooperativas Argentinas
BICE	Banco de Inversión y Comercio Exterior
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
DJAI	declaraciones juradas anticipadas de importación
EIA	estudio de impacto ambiental
EMSA	Electricidad de Misiones SA
ENARSA	Energía Argentina SA
FONARSEC	Fondo Argentino Sectorial
GENREN	Programa de Generación de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables
GLP	gas licuado de petróleo
IFC	International Finance Corporation
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
PPA	Power Purchase Agreement
RN	ruta nacional
RP	ruta provincial
RPE	reporte de producción de energía
SA	sociedad anónima
SAICA	sociedad anónima de capital abierto
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SRL	sociedad de responsabilidad limitada
SPE	sociedad de propósito específico

Unidades de medida

°C	grado Celsius
ha	hectárea
kcal	kilocaloría
kcal/m ³	kilocaloría por metro cúbico
kg/cm ²	kilogramo por centímetro cuadrado
kg/m ³	kilogramo por metro cúbico
km	kilómetro
kV	kilovoltio
kW	kilovatio
l	litro
l/día	litro por día
l/madre	litro por madre
mm	milímetro
m	metro
m ²	metro cuadrado
m ³	metro cúbico

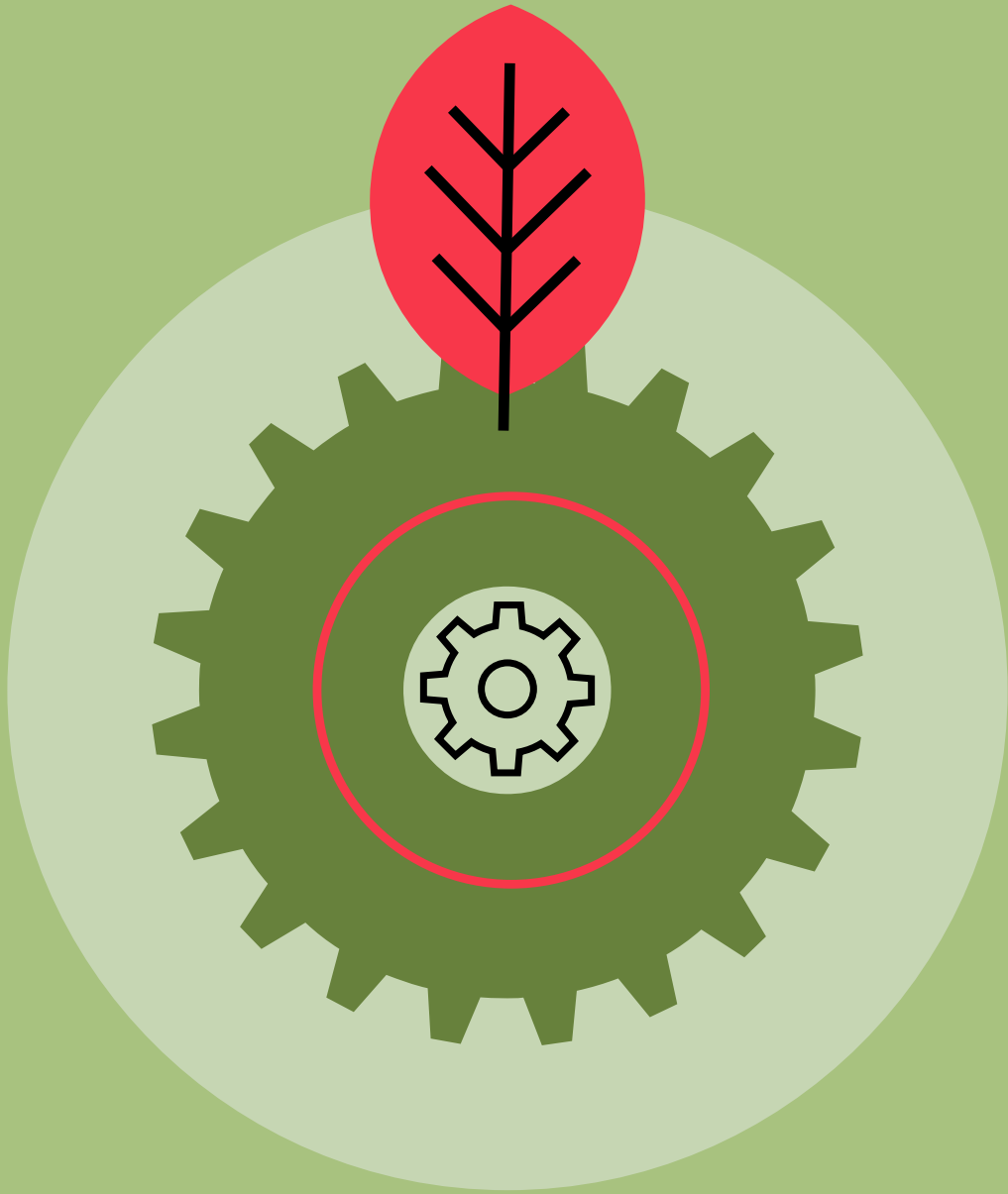
MMUSD	millones de dólares
MW	megavatio
MWe	megavatio eléctrico
MWh	megavatio hora
MWt	megavatio térmico
ppm	partes por millón
t	tonelada
t/a	tonelada por año
t/d	tonelada por día
t/h	tonelada por hora
t/mes	tonelada por mes
t/MWh	tonelada por megavatio
USD/m ³	dólar por metro cúbico
USD/MWh	dólar por megavatio hora
USD/t	dólar por tonelada

Fórmulas químicas

CO ₂	dióxido de carbono
FeCl ₃	cloruro de hierro
H ₂ S	ácido sulfhídrico
NaOH	hidróxido de sodio
SO ₂	dióxido de azufre

RESUMEN EJECUTIVO

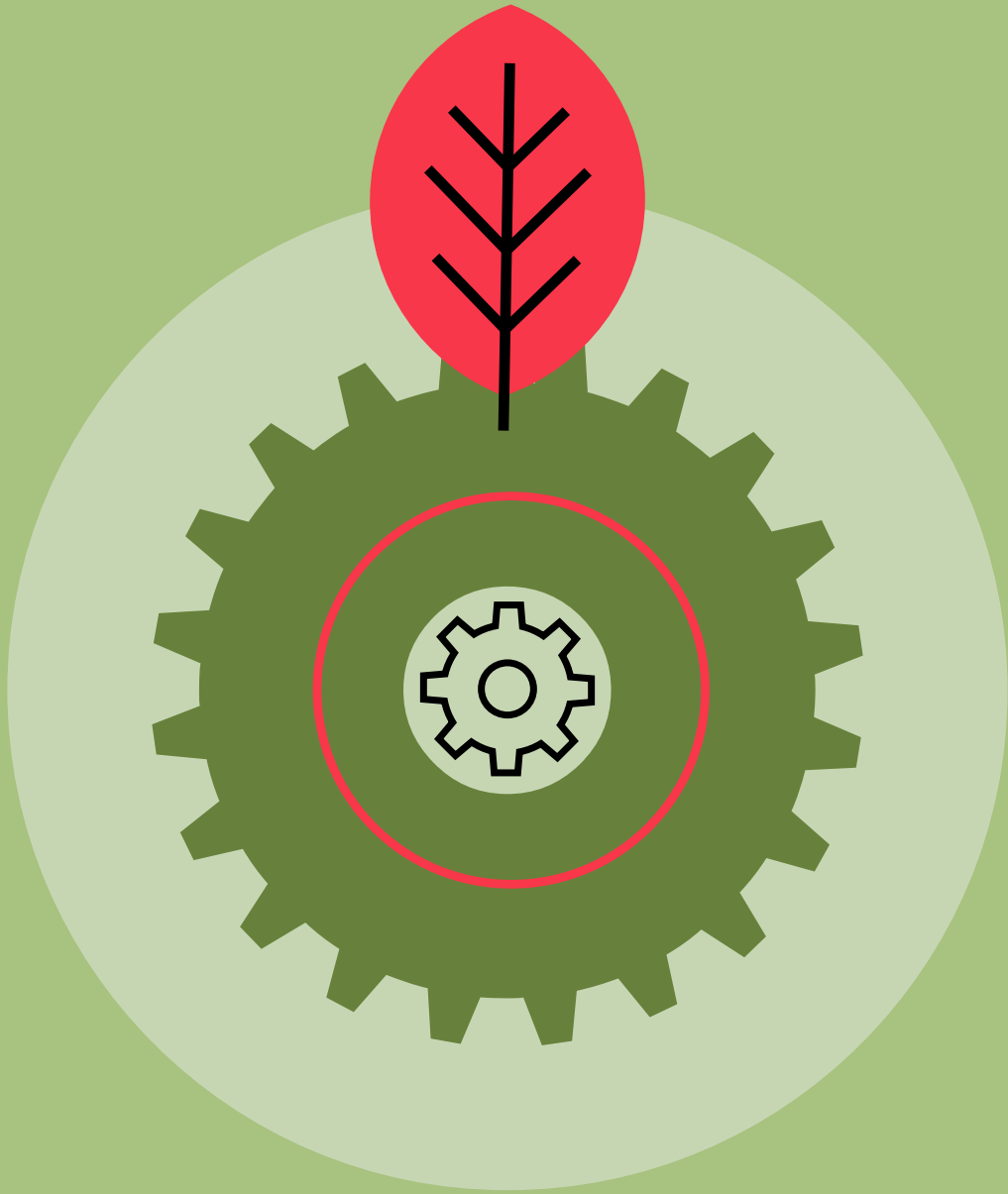
El presente informe busca plasmar la experiencia de varias empresas que se encuentran en distintas etapas de desarrollo de proyectos de bioenergía, a partir de biomasa seca y de biogás en la Argentina. El fin último es transmitir las experiencias de proyectos en curso para que, a partir del entendimiento, sea posible prever estrategias para mitigar las barreras y dificultades y, además, lograr empoderarse de las soluciones que otros ya han encontrado.



1. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo ha sido desarrollado en el marco del componente de Estrategias Bioenergéticas del Proyecto UTF/ARG/020/ARG Promoción de la energía derivada de biomasa.

Para cumplir con el objetivo y que las experiencias fueran diversas, se trabajó en la selección de proyectos con diferentes grados de avance en su implementación, cuyos desarrolladores tuvieran distinto perfil y localizados en diferentes provincias.



2. METODOLOGÍA

La metodología empleada tuvo en cuenta los siguientes pasos:

1. Elaboración de un listado amplio de proyectos de biomasa seca y biogás en ejecución, en operación o en estado de factibilidad. En este listado se incluyeron datos de localización, empresa desarrolladora, estatus de avance, capacidad, tecnología y si están o no con contrato en el marco del Programa RenovAr.
2. Elaboración de un listado de preguntas para realizar a los responsables de todos los proyectos.
3. Selección de los proyectos de biomasa seca y de biogás, con las características que se describen en los cuadros 1 y 2.

Cuadro 1. Proyectos de biomasa seca

Programa RenovAr	Proyecto/ desarrollador	Provincia	Estatus	Tipo	Capacidad instalada	Autoconsumo/ venta
x	Pindó SA	Misiones	Operativo	Cogeneración	4 MW	A y V
	Enrique R. Zeni y Cía. SA	Corrientes	Factibilidad	Cogeneración	8/10 MW	A y V
X parcial	FRESA (Pomera Maderas)	Corrientes	Construcción	Electricidad	40 MW + 40 MV	V
x	Molino Matilde	Misiones	Construcción	Electricidad	3,3 MW	V
x	Prodeman SA	Córdoba	Operativo	Electricidad	10 MW	A y V
x	Unitán SAICA	Chaco	Construcción	Cogeneración	9 MW	V
x	Lorenzati, Ruetsch y Cía. SA	Córdoba	Operativo	Electricidad	4,6 MW	A y V
x	ADBlick Agro SA/BAS Corporation	Santa Fe/ Buenos Aires	Aún sin cierre financiero	Electricidad	8,5 MW + 8,5 MW	V

Fuente: Elaborado por los autores.

Cuadro 2. Proyectos de biogás

RenovAr	Proyecto/ organización	Provincia	Estatus	Tipo	Tecnología	Capacidad instalada	Autoconsumo/ venta
	Las Camelias SA Industria avícola	Entre Ríos	Operativo	Cogeneración	Laguna para efluentes y residuos avícolas	0,3 MW	A
	Biogás Argentina feedlot* La Micaela	Buenos Aires	Operativo	Cogeneración	BD mezcla completa de efluentes <i>feedlot</i>	65 kW	V
	Cabañas Argentinas del Sol SA Criadero porcino	Buenos Aires	Construido y sin operar	Energía térmica	Laguna en criadero de cerdos		
x	Bioeléctrica II SA Planta de bioetanol	Córdoba	Operativo	Biogás- energía eléctrica y calor	Biodigestión de vinaza principalmente	2,4 MW	V
x	Adecoagro SA Industria láctea	Santa Fe	Operativo	Biogás- energía eléctrica y térmica	Tambo bovino	1,4 MW	A y V
x	ACA - Asociación de Cooperativas Argentinas. (Yanquetruz) Industria porcina	San Luis	Operativo + en construcción	Biogás- energía eléctrica y térmica	Biogás, a partir de efluentes porcinos (purines), forraje de maíz y forraje de sorgo	1,2 + 0,8 MW	V
x	Solamb SRL Planta de tratamiento de residuos industriales no peligrosos	Santa Fe	Operativo	Biogás, térmica y eléctrica	Laguna con mezcla por recirculación y calefacción para efluentes industriales no peligrosos	1,5 MW	A
x	El Viejo SA Criadero porcino	Catamarca	Operativo	Biogás para energía térmica	Biodigestores anaeróbicos de 500 m ³ de capacidad cada uno		

* *Feedlot*: establecimiento destinado al engorde intensivo de ganado.

Fuente: Elaborado por los autores.

3. RESULTADOS DE LAS ENTREVISTAS A LOS PROYECTOS DE BIOMASA SECA

3.1 Proyecto Pindó Ecoenergía

Entidad desarrolladora: Pindó SA es una empresa que explota plantaciones de pino y yerba mate en Misiones, además, presta servicios forestales y tiene industria maderera.

Localización: La central está ubicada en Puerto Esperanza, provincia de Misiones, dentro del predio del aserradero de Pindó.

Tipo de recurso: La central de cogeneración opera sobre la base de los subproductos del aserrío en la industria. Emplea corteza de los rollos, chips de madera, aserrín, viruta de la cepilladora, etc. El 100% de la biomasa es propia.

Escala y tecnología: Es un proyecto de autogeneración con una potencia de 4 MWe (consumo auxiliar menor a 0,5 MW). La potencia de contrato es de 2 MW y la potencia en general demandada por la planta industrial es de 1,7 MW.

Es un cogenerador que produce electricidad y vapor para el proceso industrial.

La caldera es nacional (marca Daniel Ricca SA) de 28 t/h de vapor a 42 bar y 450 °C. La turbina de vapor es de condensación con extracción controlada para vapor de proceso y tiene 4 MW de capacidad.

La turbina, el condensador y la caja reductora son de TGM Brasil, el generador y los tableros de comando y control son de WEG Brasil. Pindó contrató a la firma Uni-system do Brasil el paquete completo de la turbina de vapor, condensador y caja reductora de TGM, y el generador con tableros de comando y control de WEG.

Monto de inversión: 7,5 MMUSD.

En la etapa de diseño fue complicado elegir la potencia de la central en función de la biomasa que podían tener disponible como consecuencia de los subproductos de su industria de la madera. El tema financiero también fue crítico. El proyecto original era de 6 MW, pero a raíz de una devaluación, y que en aquel momento no había posibilidad cierta de vender energía, se decidió reducir el proyecto a uno de 4 MW, y se proyectaba una demanda propia de 1,7 a 1,8 MW.

Una barrera durante la etapa de implementación del proyecto fue la demora en conseguir el crédito, y tuvieron otras barreras relacionadas con temas regulatorios previstos en el RenovAr, como por ejemplo el de la sociedad de propósito específico (SPE), que se tuvo que crear en tiempo récord para poder entrar al RenovAr 1. Toda la inversión fue realizada por Pindó y no por la SPE, ya que cuando se presentó el proyecto al RenovAr ya estaba construido, solo le faltaba la conexión a la red.

En cuanto a asegurar la provisión del recurso biomásico para el período del contrato de venta de energía, no creen que vayan a tener inconveniente porque es un subproducto de una industria en constante crecimiento. Además, en la zona hay disponibilidad de subproductos de los aserraderos, que eventualmente podrían comprar.

Con respecto a los costos de adquisición de la biomasa, esta tiene un precio que es el costo de oportunidad representado por el valor de compra que ponen las dos papeleras grandes de la provincia.

El financiamiento del proyecto fue:

- 35% capital propio.
- 53% a través de crédito hipotecario del Banco de la Nación Argentina. Para acceder al crédito debieron hipotecar el aserradero. El préstamo fue en pesos, con una tasa del 14% anual, a 10 años, con un año de gracia.
- 12% fue un aporte no reembolsable del Fondo Nacional Sectorial (FONARSEC) del entonces Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva.

Sobre los plazos previstos durante la etapa de formulación, si bien no se había definido una fecha al momento de comenzar con el proyecto, hubo demoras cuando se decidió reformularlo para reducir la potencia de 6 MW a 4 MW.

Por otro lado, durante la fabricación de los equipos en Brasil, la firma Uni-system do Brasil se fundió. Sin embargo, gracias a que tenían una póliza de caución, pudieron renegociar y el contrato se cumplió, aunque con seis meses de atraso.

Durante el montaje de la caldera y servicios hubo algunas demoras porque había cuestiones sin definir que tuvieron que ir ajustándose sobre la marcha. También hubo un mes con muy mal clima que generó demoras en el montaje.

Por problemas de diseño en el sistema de alimentación de biomasa a caldera, hubo un mes de retraso durante la puesta en marcha de la central.

Si bien se recuperó tiempo de la demora de los equipos de Brasil, en total se estima que hubo 3 meses de atraso respecto de la fecha en la que creían que podrían estar generando.

En cuanto a las capacidades técnicas en la zona del proyecto, en general, se consiguieron proveedores de servicios y operadores en la zona. Aunque algunos aspectos técnicos de montaje y de ingeniería fueron contratados en otras zonas de la Argentina, el contrato con la firma de Brasil incluía proveer supervisores para el montaje. Vinieron de Brasil diferentes supervisores en distintas etapas y para la puesta en marcha, y para brindar capacitación. Con los operadores de la central no tuvieron inconvenientes, ya que tres de los cuatro tenían experiencia.

El proyecto empezó a entregar energía a la red 10 días antes de la fecha prevista en el Power Purchase Agreement (PPA). La inversión tuvo un desvío del orden del 12% de lo que se estimó originalmente. Lo que más problemas trajo fue la caldera. Las modificaciones que tuvieron que hacer para que funcione correctamente les llevaron un año.

Al tener la turbina la extracción, se caía mucho la potencia por ello, a los seis meses de operación, modificaron la turbina para poder entregar la potencia independientemente de la extracción y también cambiaron el reductor para tener más potencia.

Adicionalmente, han tenido y tienen muchos cortes de energía por salir de servicio la red. Durante el primer año de operación de la central hubo 1 600 cortes y en el segundo año hubo 1 200. Esta gran cantidad de cortes hace imposible cumplir con la energía prevista.

En el primer año de contrato no cumplieron con la energía prevista. Por eso plantearon a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) la necesidad de poder inyectar más de 2 MW en algunos momentos para poder compensar, pero no se contabiliza, por lo tanto, es muy poco probable lograr compensar todo lo que no pueden entregar por fallas de la red. Este tema los preocupa mucho y, al momento de la entrevista, no estaba resuelto.

Durante el primer año de operación, el 80% de las paradas imprevistas fueron por fallas de red y el 20%, por cuestiones operativas vinculadas con fallas de calderas y errores de operación. Durante el segundo año de operación de la central, el 95% de las paradas imprevistas se debe a fallas de la red y el 5%, a fallas de operación, porque ya no tienen más fallas de caldera y han mejorado la operación.

Hay nueve personas directas trabajando en la planta de cogeneración.

3.2 Proyecto Zeni

Entidad desarrolladora: Enrique R. Zeni y Cía. SA es una empresa argentina que crece desde 1940 en los sectores de corretaje de granos, en el mercado de capitales, en la industria forestal y ganadería. En la localidad de Esquina, Corrientes, desarrollan su actividad foresto-industrial, donde actualmente cuentan con más de 30 000 ha y una planta de 41 000 m² de superficie cubierta con aserradero y naves de manufactura de la madera. Son, además, productores y exportadores de pellets de madera.

Localización: El proyecto se ubicaría en Esquina, Corrientes, en el predio donde la empresa tiene su planta de aserrado y remanufacturas.

Tipo de recurso: Pino, 100% aserrín seco; aserrín húmedo; corteza y chips húmedos y secos. Total: 6 000 t/mes disponibles actualmente para la central. Existe la posibilidad de adicionar volumen a partir del uso de raleo fino de montes propios.

Escala y tecnología: El proyecto está en etapa de factibilidad desde hace algunos años por diferentes motivos. La tecnología no fue definida aún, pero se estima se instalará una central de cogeneración de 8 a 10 MW de potencia eléctrica (3 MW autoconsumo y 5-7 MW para venta a la red). Se utilizará una caldera de lecho fluidizado, con una turbina de etapas con extracción, de alta y una de baja presión de vapor y cogeneración, con un generador en media tensión. Esta central abastecerá de vapor para generar energía eléctrica y la energía residual del vapor será para proceso dentro de la industria (secado de madera, etc.). Actualmente se utiliza una caldera para proceso que provee 8 t/h de vapor a 180 °C- y 9 bar.

Monto de inversión: La inversión del proyecto se estima en aproximadamente en 35 MMUSD. Todavía no se definió cómo sería el financiamiento.

Según el desarrollador, si bien el proyecto se encuentra en etapa de análisis desde hace más de cinco años, sigue siendo considerado como una posibilidad firme. Los principales motivos por los cuales la empresa no avanzó aún en su desarrollo son:

- No se mantuvieron las condiciones de RenovAr 2, de otro modo, se hubiera avanzado.

- Aversión al riesgo de la empresa: al no ser su *core business*, y reconociendo que se generaron varias mejoras en los términos contractuales y regulatorios de venta de la energía, aún no se deciden a avanzar.
- El hecho de ser una actividad muy regulada por el Estado también los condiciona.
- Volumen de inversión: no están acostumbrados a manejar montos de inversión tan elevados (35 MMUSD).
- Si bien no realizaron una búsqueda activa, todavía no identificaron un socio que los acompañe. Puede ser tecnológico o financiero. Lo ven como una necesidad.
- Aprensión de contratar por 20 años la entrega de biomasa. No saben si pueden mantener durante tanto tiempo la disponibilidad del volumen de residuos necesario. Creen que en el futuro cercano puede surgir un mercado distinto para un producto diferente que utilice los residuos madereros.

Con respecto a cómo la empresa podrá garantizar la provisión del recurso biomásico para el período del contrato de venta de energía, esta informó que genera anualmente unas 72 000 t de residuos de biomasa de las plantas de aserrado y remanufactura. Eso le permitiría abastecer 8 MW. Si se expandieran a 10 MW, deberían recurrir al uso de raleos finos de sus plantaciones forestales. Este recurso les sobraría para generar bastante más que 10 MW.

En cuanto a cómo definieron los costos de adquisición de la biomasa, tomarán el costo de oportunidad de colocarlo en el mercado.

Al momento de la entrevista no tenían definido de qué modo financiarán el proyecto.

Por razones de proceso, Zeni cuenta en su planta con 6 000 t/mes de residuos de su proceso principal, que es la remanufactura de madera para tableros y molduras de exportación. Con este proyecto de generación de energía eléctrica buscan agregar valor a esos subproductos produciendo un bien que no necesita de fletes carreteros para su entrega a los posibles compradores. A nivel técnico, una gran ventaja es estabilizar la tensión de línea por cuanto Esquina es fin de línea, con los problemas que esto conlleva.

3.3 Proyecto FRESA

Entidad desarrolladora: Renovables de Energía SA (FRESA) es una empresa constituida para desarrollar el proyecto de generación de energía eléctrica a partir de biomasa forestal. Los socios accionistas son el Grupo Benicio, una iniciativa del empresario José Gerardo Cartellone, orientada al desarrollo de oportunidades de negocios en la Argentina y en el mundo, y el Grupo Insud, dueño de la forestal Pomera, propietario del terreno donde se localiza el proyecto y de las plantaciones que abastecerán la biomasa.

Localización: Se ubica sobre la RN 14, unos kilómetros al norte de la localidad de Gobernador Virasoro, provincia de Corrientes. Está siendo construido en la propiedad de forestal Pomera, donde anteriormente se ubicaba un aserradero de la empresa, que unos años atrás se incendió.

Tipo de recurso: 35% de los residuos proviene de biomasa de aserraderos cercanos al proyecto; 20%, de biomasa forestal de plantaciones propias, y 45%, de chips de madera producidos en la zona.

Escala y tecnología: El proyecto, en realidad, está constituido por dos proyectos independientes, pero idénticos, localizados en el mismo sitio y con las mismas característi-

cas técnicas y escalas. Cada uno consiste en una central eléctrica con potencia instalada de 40 MW y una capacidad de despacho de venta al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de aproximadamente 36 MW.

Uno de los proyectos se enmarca en el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes de Energías Renovables de la Ley 26190 que estableció el Ministerio de Planificación que instruyó a Energía Argentina SA (ENARSA) para instrumentar un proceso licitatorio que convocara a ofertas de disponibilidad de generación de energía proveniente de fuentes de origen renovables por un total de 1 015 MW de potencia instalada (Programa de Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables, GENREN). En este marco, FRESA participó del Concurso Privado EE N.º 03/2011 y resultó adjudicada para suministrar energía eléctrica por un plazo de 15 años a un precio constante de energía de 118 USD/MWh. Dicha adjudicación se formalizó a través de la celebración de un contrato entre FRESA y ENARSA por este suministro y bajo esas condiciones y plazos; y otro similar entre ENARSA y CAMMESA para el abastecimiento al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

El otro proyecto fue adjudicatario de la Ronda 2 del programa RenovAr y firmó el contrato con CAMMESA en junio de 2018.

FRESA contratará la provisión de los equipos y el montaje mediante la suscripción de contratos del tipo EPC para las distintas unidades (caldera, generador, patio de biomasa, sistemas auxiliares y subestación transformadora) con proveedores de reconocido prestigio. El turbogenerador es Siemens, modelo SST-300. La caldera es marca ERK de 160 t/h de vapor a 67 bar y 480 °C con grilla Detroit Stoker. El anteproyecto, la ingeniería básica y de detalle, junto con la supervisión de las obras, la selección de equipos, la supervisión de fabricación, montaje, puesta en marcha y capacitación de personal responsable estarán a cargo de Neoconsult SRL.

Monto de inversión: La inversión de cada proyecto es de 55 MMUSD.

La experiencia de Neoconsult SRL facilitó el avance en las etapas de anteproyecto, ingeniería básica y de detalle, supervisión de las obras, selección de equipos y montaje. Ellos también estarán a cargo de la puesta en marcha y de la capacitación de personal.

El proyecto ya se encuentra en etapa de construcción. El único punto crítico fue la disponibilidad de agua en la locación de la planta. Después de muchas pruebas y análisis de alternativas (otros sitios) el problema de conseguir el volumen necesario de agua se resolvió con tres pozos profundos que llegan al acuífero Guaraní.

Según Tristán Briano, del Grupo Benicio, la principal barrera fue burocrática y regulatoria, entendiendo como regulatoria a las acciones de la autoridad de aplicación de la anterior administración gubernamental. Comentó que existió una gran ineptitud y desidia en el trato otorgado al proyecto en relación con las aprobaciones, adjudicaciones y cierres de contratos de venta de energía. De no mediar todas estas barreras burocráticas, la planta tendría que haber estado funcionando desde fines del año 2014.

El 35% de la biomasa que garantiza la provisión del recurso durante el período que dura el contrato es residuo que, a la fecha, no tiene uso en la región y del que se determinó un volumen disponible de 1,2 millones de toneladas anuales (aserrín y chip sucio). Cada planta utilizará un total de 500 000 t/a. El Grupo Insud, adicionalmente, administra 40 000 ha forestadas de donde estima consumir entre 15 y 20% del combustible total como rollos que serán chipeados en la planta. El resto es chip comprado. En el caso del segundo proyecto (el del RenovAr), se plantea un esquema similar, aunque posiblemente tendrá una proporción mayor de biomasa propia.

Para los chips de terceros (de rollos o residuos), se acordará un precio de mercado con la ventaja logística de estar radicados en la zona de mayor concentración. Los productores de chip de la región tienen a sus clientes a 450 km de distancia y la central de FRESA está a 50 km en promedio.

En cuanto al financiamiento, para el primer proyecto (GENREN) aproximadamente el 70% de la inversión (40 MMUSD) es préstamo del Banco de la Nación Argentina y el resto es capital propio. Obtuvieron un plazo de 7 años.

Para el segundo proyecto (RenovAr) no se alcanzó aún el cierre financiero, aunque están cerca de cerrarlo. Se está trabajando con el Banco Galicia con un fondo del International Finance Corporation (IFC).

Con respecto a los plazos, en el primer proyecto (GENREN) las demoras más importantes se dieron por la burocracia e indefiniciones de la autoridad de aplicación para cerrar el contrato de venta de energía. También sufrieron demoras, aunque en paralelo con el proceso contractual de energía, para alcanzar la disponibilidad de agua en los volúmenes necesarios.

Actualmente, para el primer proyecto (GENREN) tienen 200 personas de Corrientes y Misiones trabajando en la obra civil y el montaje electromecánico, que se suman a otras 500 personas de proveedores directos de Buenos Aires, Santa Fe, Entre Ríos, Córdoba y Tucumán, que están involucrados en el desarrollo de este proyecto. Ya se realizó el movimiento de suelo y los caminos de acceso, la línea de energía eléctrica y agua para la obra y el taller de mantenimiento.

En el segundo proyecto (RenovAr), el contrato se firmó en junio de 2018 y, con capital propio, están avanzando con algunas de las obras civiles comunes a los dos proyectos.

No tuvieron dificultades para identificar capacidades técnicas ya que en la zona solo es contratada la obra civil. El resto de los equipos proviene de otras regiones del país y del exterior. Lo mismo con los asesores técnicos, que son de Buenos Aires.

Según las condiciones del contrato y la capacidad de generación de energía de la planta, los ingresos anuales de la compañía serán de aproximadamente 34 MMUSD. El pliego de bases y condiciones del concurso privado: EE 03/2011 garantiza las obligaciones de pago de ENARSA mediante un aval del Tesoro Nacional por un monto de hasta 2 000 MMUSD y hasta el límite individual de garantía establecida en el contrato de suministro de energía celebrado entre las partes. En caso de incumplimiento, FRESA podrá solicitar al fiduciario (Banco de Inversión y Comercio Exterior, BICE) la ejecución de dicho aval. A su vez, la obligación de pago de CAMMESA a ENARSA se garantiza con un fondo de garantía de abastecimiento fondeado con los aportes mensuales que deberá efectuar CAMMESA al fiduciario.

3.4 Proyecto Molino Matilde Bioenergía

Entidad desarrolladora: Molino Matilde SA es una empresa productora de harina de trigo de la provincia de Santa Fe, cuyos socios son propietarios de plantaciones forestales localizadas en la zona centro sur de la provincia de Misiones, donde se emplaza el proyecto.

Localización: El Proyecto de Molino Matilde se ubica en las cercanías de la localidad de Cerro Azul (6 km hacia el norte), sobre la RN 14, en el departamento de Leandro N. Alem, centro sur de la provincia de Misiones, en una parcela perteneciente a uno de los socios de Molino Matilde. Dado que en ella no existía nada previamente, se considera un proyecto *green field*¹.

¹ *Green field*: se llama así al proyecto que se construye desde cero donde no había ningún otro proyecto semejante.

Tipo de recurso: El proyecto propone dos fuentes principales de abastecimiento:

1. Residuos de biomasa de aserraderos cercanos al proyecto: 21 000 t de biomasa, que representan un 45% del total que consumirá el proyecto.
2. Biomasa forestal proveniente de plantaciones pertenecientes a los propietarios de Molino Matilde y de sus socios accionistas: con 1 172 ha, de las cuales 655 están forestadas con las que producirán 32 000 t/a durante la etapa comercial del proyecto.

Escala y tecnología: La tecnología se basa en caldera de combustión directa en grilla y turbina de vapor. La caldera es acuotubular, marca FIMACO SA, modelo HLA-1445-480, que es de fabricación nacional y operará a 45 bar y entregará 14 t/h de vapor a 480 °C. La turbina de vapor es de la India marca Siemens de 3,3 MW de potencia. Lo comprometido en el RenovAr son 3 MW.

Monto de inversión: 7,3 MMUSD (incluyendo costos de transporte y seguros de equipos y derechos e impuestos de importación; no incluye IVA). También se contabiliza la inversión en la interconexión y transformador.

El armado del soporte financiero fue la mayor dificultad que tuvo el proyecto durante su etapa de desarrollo inicial. El momento del cierre financiero coincidió con el peor momento de crisis financiera argentina, con una gran escalada de las tasas de interés. Molino Matilde, socio estratégico del proyecto, también sufrió este problema con la consecuente pérdida de soltura financiera.

La harina se vende a 30/45 días y el precio se duplicó entre mayo y agosto de 2018 ya que depende fundamentalmente del precio del trigo que es un *commodity* cuyo precio está en dólares. En consecuencia, el capital de trabajo aumentó al doble. Por ende, tuvieron que armar el aporte de capital del 30% (más los impuestos) con un escenario bien diferente al que existía en las instancias de diseño del proyecto.

Las etapas de diseño, formulación, construcción y operación las desarrollan con el asesoramiento técnico y comercial de TecnoRed SA.

La mayor barrera hasta el momento, como se mencionó, fue la financiera. Sin embargo, aunque en menor medida, se consiguió completar todos los requisitos que imponía la licitación y la firma del PPA les demandó mucha dedicación y recursos. La asistencia de TecnoRed SA fue clave en esta etapa dada su experiencia.

Hasta la fecha de la entrevista, las negociaciones con Electricidad de Misiones SA (EMSA) para poder inyectar energía a la red no se presentaron como una barrera relevante, a diferencia de la mayoría de los proyectos de bioenergía desarrollados en la provincia. Sin embargo, los desarrolladores del proyecto están preocupados por la incertidumbre que les transmitieron los emprendimientos que ya están en marcha respecto a la seguridad de la conexión eléctrica con el sistema.

Como se mencionó, el proyecto propone dos fuentes principales de abastecimiento del recurso biomásico durante el contrato:

1. Residuos de biomasa de aserraderos cercanos: el proyecto tiene firmado acuerdos de provisión con cinco aserraderos en la región del proyecto. Los contratos son por 20 años por un volumen de 350 t/mes para cada aserradero, en donde Molino Matilde se compromete a comprar y el aserradero, a vender. Esto implica una provisión anual por 21 000 t de biomasa, que representa un 45% del total

que consumirá el proyecto (asumiendo un consumo anual de 46 000 t). El precio de la biomasa se establecerá según las condiciones del mercado, tomando como referencia 30 USD/t, pero no lo fija en ese valor. Es decir, queda abierto a una negociación en caso de que las condiciones del mercado cambien.

2. Biomasa forestal proveniente de plantaciones pertenecientes a los propietarios del Molino Matilde y de sus socios accionistas: poseen varias parcelas de tierra con plantaciones forestales ubicadas en un radio de 110 km (la mitad de ellas están a menos de 30 km), sumando un total de 1 172 ha de las cuales 655 están forestadas. Las tierras comenzaron a plantarse en 2007, y desde ese año continuaron hasta la actualidad, aunque a ritmos diversos. La planificación de provisión realizada les aseguraría un suministro de 32 000 t/a durante la operación comercial del proyecto. A medida que las plantaciones vayan siendo cortadas, serán reemplazadas por otras de mayor productividad (principalmente *Eucalyptus*, con alta densidad y rotaciones más cortas). Se firmaron convenios con los propietarios de las tierras para asegurar tener la biomasa a un costo menor o igual a los 30 USD/t.

En cuanto al financiamiento del proyecto, el 70% de la inversión, 5,1 MMUSD, es préstamo del banco BICE. El financiamiento no incluye los impuestos (IVA y otros). El 30% restante fue aporte de capital de Molinos Matilde y los socios de la empresa.

El préstamo del banco BICE toma en cuenta una bonificación de 3% de tasa en el caso de utilizar el dinero otorgado para compra de componente local de los proyectos. La tasa promedio del préstamo es de 9,02% anual en USD y el plazo total es de cinco años, con un año de gracia, es decir, se paga en cuatro años de operación de la central. Están haciendo las presentaciones para poder conseguir la bonificación de los 3 puntos de tasa de la parte de préstamo del BICE y con ello esperan lograr bajar de un promedio de tasa de 9,02% a 7,82%.

Según el cronograma presentado a RenovAr 2.0, el inicio y el fin del proyecto constructivo estaban previstos para el 31/05/2018 y el 06/02/2019, respectivamente, es decir, una duración estimada de nueve meses. El proyecto constructivo se demoró debido al atraso en la firma del contrato con CAMMESA, supeditado a la publicación de la Resolución de aprobación del estudio de impacto ambiental (EIA) por parte del Ministerio de Ecología del Gobierno de Misiones y al acuerdo con el banco sobre las condiciones finales del crédito. Una vez firmado el contrato en octubre de 2018, el proyecto avanza según el cronograma propuesto.

Con respecto a si tuvieron dificultades para identificar capacidades técnicas en la zona del proyecto, respondieron que no, ya que en la zona solo será contratada la obra civil. El resto de los equipos proviene de otras regiones del país (caldera) y del exterior (turbogenerador). Lo mismo con los asesores técnicos.

3.5 Proyecto Prodeman Bioenergía

Entidad desarrolladora: Prodeman SA es una empresa agroalimenticia, productora y exportadora de maní.

Localización: La central de generación se encuentra en General Cabrera, provincia de Córdoba, en el predio contiguo a la planta procesadora de maní de Prodeman.

Tipo de recurso: Cáscara de maní, que es el residuo agropecuario, proveniente de la industrialización del maní. En un año calendario, la planta industrializadora de maní tiene

capacidad de procesar 160 000 t de maní en caja. El 30% corresponde a cáscara de maní, por lo tanto, la empresa dispone de alrededor de 48 000 t de cáscara por año. Esta cantidad depende de cada cosecha y del volumen que fue posible industrializar. Es un subproducto de otra actividad lo que se valoriza energéticamente y se trata de un subproducto estacional. Hay en la zona cáscara de maní de terceros. Prodeman compra el volumen de cáscara que necesita, aunque la mayor parte es cáscara propia.

Escala y tecnología: 10 MW brutos, con 0,7 MW de consumos auxiliares. Es un autogenerador que pone a disposición de la red 9 MW.

Equipamiento:

- Turbogenerador, marca TGM/WEG de Brasil.
- Caldera acuotubular de origen nacional marca GONELLA fabricada bajo licencia Kroll Kessel de Alemania, de 50 t de vapor por hora a 65 bar y 485 °C.

Se requieren del orden de 0,87 t/MWh, este parámetro va a depender de la humedad que tenga la cáscara y de la tierra que contenga. Por ejemplo, si se cosecha el maní cuando llovió, la cáscara tendrá mucha tierra pegada.

Monto de inversión: 20 MMUSD.

Durante el desarrollo del proyecto, enfrentaron muchas dificultades con la importación del equipamiento, en la época que estas se realizaban a través de las declaraciones juradas anticipadas de importación (DJAI).

Por otro lado, destacan que la Argentina no posee desarrollo tecnológico. El hierro para el *piping* de vapor, sus bridas y caños son de origen alemán. La empresa GONELLA tenía que importar los caños y bridas desde Alemania. Hasta hoy, sigue sin haber producción nacional de este insumo necesario para cañerías de vapor de alta presión.

También experimentaron dificultades por errores en las especificaciones de los equipos comprados en Brasil. Por ejemplo, la turbina de vapor que compraron, tanto los planos y como las especificaciones expresaban que el peso era de 9 t, por eso, en el edificio donde debían montar la turbina colocaron un puente grúa con capacidad de izar 12,5 t. Cuando llegó la turbina a la planta, el bulto indicaba que pesaba 12,8 t. Prodeman decidió arriesgarse a izar el bulto con el puente grúa de una capacidad levemente menor. Fue una decisión muy complicada y un riesgo que enfrentaron, que no hubiera existido si la especificación de la turbina de vapor hubiera sido correcta. Simplemente hubieran comprado un puente grúa con mayor capacidad.

Fue imposible contratar mano de obra especializada capaz de alinear la turbina con el generador. De hecho, fue tan dificultoso, que se optó por capacitar a alguien que pudiese realizar la tarea, que tuvo que aprender a hacerlo y, además, comprar los equipos para poder llevar adelante ese servicio, por ejemplo llaves de 80 mm con taquímetro mecánico.

También fue muy difícil formar recursos humanos específicos. No existían calderistas matriculados. Prodeman tuvo que formarlos y debieron matricularse en la provincia de Córdoba. La legislación establece que cada provincia otorga matrícula habilitante, eso dificulta la contratación de profesionales de otras provincias porque un calderista capacitado que no cuenta con habilitación en Córdoba no quiere tener que hacer un nuevo curso y rendir en otra provincia para tomar un trabajo.

Si bien ya se mencionaron algunos contratietempos, es de destacar que no tuvieron problemas con la disponibilidad de la red eléctrica porque la central de generación está conectada sobre un anillo de 132 kV.

En cuanto a la provisión de biomasa durante la vigencia del contrato de venta de energía, no poseen acuerdos de compra de biomasa a terceros. Con la cantidad de biomasa propia pueden cumplir con la energía comprometida en el contrato. En caso de necesitar biomasa de terceros, al no tener contrato, su costo será de oportunidad.

El financiamiento para el proyecto fue:

- 34% capital propio.
- 33% a través de crédito del banco BICE. El banco BICE les otorgó un crédito por 8 MMUSD, de los cuales el 50% fue en USD y el otro 50% en ARS. El crédito fue otorgado pagadero a 10 años con 3 años de gracia. Para esta operación, Prodeman SA tuvo que dar como aval y garantía de la operación un campo.
- 33% fue un aporte no reembolsable del FONARSEC del entonces Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva.

Los plazos previstos durante la etapa de formulación se modificaron porque al obtener un subsidio del FONARSEC pasaron de una central de 5 MW a una de 10 MW, entonces los plazos fueron un poco mayores que los que estimaron originalmente.

Con respecto a las capacidades técnicas en la zona del proyecto, en los servicios específicamente, hay por las aceiteras que existen, por lo tanto, hay disponibles servicios de grúas, servicios de mano de obra para trabajos de electricidad, servicios de montaje mecánico y servicios para aire comprimido. Sin embargo, no había servicios para trabajos en líneas de vapor de la calidad que se necesitaba en la planta de generación. Los que trabajaron con las cañerías de vapor de alta presión fueron de afuera o de Gualeguaychú (GONE-LLA), por ejemplo, soldador de caño P11.

Por otra parte, el proyecto tuvo un cuello de botella en la puesta en marcha en la que encontraron algunas fallas. Darles confiabilidad al sistema y a la operatoria de los recursos humanos fue complicado. Que la gente asignada a la central de generación entendiera bien qué estaba haciendo, qué significaban los datos que estaban en las pantallas del Supervisory Control And Data Acquisition –SCADA²–, qué podía ocasionar que se active una alarma para poder resolver las contingencias les llevó un año.

La inversión fue la estimada (la central se construyó por administración) a “billetera abierta”. Pensaron que iban a gastar entre 18 y 19 MMUSD, pero gastaron 20 MMUSD. En parte, este desvío fue consecuencia de que montaron sistemas redundantes y se automatizó todo lo posible además de que compraron todos equipos de muy buena calidad. Esto le dio mucha confiabilidad a la central para su operación y facilita su mantenimiento. Incluyeron varios escalones de protección para cualquier evento. Se podría haber hecho más barata la obra, a lo sumo un 10% de desvío, pero no había definido de manera taxativa un presupuesto original.

Como se mencionó, el aprendizaje les llevó un año. El manejo de la biomasa fue muy crítico, por ser una biomasa muy liviana y muy seca, “no corre” y tiene altísimo riesgo de incendio. No había desarrollo para mover la biomasa, que pesaba 80 o 90 kg/m³. En el mundo, todos los sistemas estaban pensados para mover biomasa con una densidad

² SCADA: es un concepto que se emplea para realizar un *software* para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

mayor a 200 kg/m³. Tuvieron que hacer mucho desarrollo propio para los sistemas de traslado y movimiento confiable para que no se incendie la cáscara de maní.

Están cumpliendo con la energía prevista. El cuello de botella actualmente es la disponibilidad de la biomasa por complicaciones climáticas que afectaron la producción de maní.

Los empleos directos que tiene la central son 30.

Respecto de las paradas imprevistas, el 90% se debieron a variaciones de calidad de la biomasa. Se tapan las aspiraciones por tierra o aumenta el contenido de ceniza y no lo pueden retirar del sistema.

Por último, los desarrolladores del proyecto consideran que, siendo la biomasa algo estacional que depende de condiciones climáticas, no debería haber multa por no cumplir con la energía comprometida ya que todo proyecto busca generar la máxima energía posible para amortizar la inversión en el menor tiempo posible.

3.6 Proyecto Ct Biomasa Unitán

Entidad desarrolladora: Unitán SAICA es una empresa productora de extracto de quebracho.

Localización: Puerto Tirol Chaco (a 15 km de Resistencia). El proyecto se desarrolla en la planta industrial más importante de Unitán, en la que procesan aproximadamente 400 t/d de quebracho durante 10 meses al año. En esta planta industrial, Unitán ya tenía operando una caldera de baja presión que usaba residuos de biomasa del proceso de extracción del tanino (aserrín agotado, con 50% de humedad) para producir vapor para el proceso industrial. Esta caldera dejará de operar cuando esté funcionando la nueva central de generación. No es un proyecto *green field*.

Tipo de recurso: El recurso biomásico que se usará es 100% propio y está formado por 90% de aserrín detanizado de quebracho colorado y 10% de chip de *Eucaliptus* de plantaciones propias que se encuentran a menos de 10 km de la planta de generación. Esto les permitirá operar más tiempo que los 10 meses de extracción de tanino.

Escala y tecnología: Es un cogenerador cuya tecnología se basa en caldera de combustión directa en grilla y turbina de vapor con dos extracciones de vapor para proceso. La caldera es de fabricación nacional (Daniel RICCA SA) y operará a 66 bar y entregará 50 t/h de vapor. La turbina de vapor es de la India, marca MAN de 9 MW de potencia, este será el primer equipo MAN instalado en la Argentina. Lo comprometido en el RenovAr son 6,6 MW.

Monto de inversión: 15 MMUSD (sin considerar el IVA). La inversión no es tan alta como la necesaria en un proyecto *green field* porque en la planta industrial ya tenían operativo el patio de biomasa y el sistema de movimiento interno de la biomasa, además de tener caminos, cerco, iluminación, etc. La caldera nueva se instalará a unos 10 m de la caldera de baja presión existente que luego quedará fuera de servicio.

Durante el desarrollo del proyecto, lo más crítico fue cerrar el financiamiento por el cambio de las condiciones en el país. Para que la tasa de interés no fuese tan alta, Unitán aporta el 50% del capital, en vez del 30% que tenían previsto originalmente y los aportes de capital propio son al comienzo para pagar menos intereses intercalares. Esto permitió, por un lado, acceder a una tasa menor que la que les ofrecían si querían tomar más deuda y, además, disminuir los intereses durante la ejecución de la obra.

En la etapa de ingeniería se decidió cambiar a una turbina de 9 MW en vez de la de 6,6 MW prevista originalmente para optimizar los rendimientos y el contrato de venta de energía. No se consumirá más biomasa que la que se previó en el reporte de producción

de energía (RPE) y en el EIA. Solo se requiere hacer la presentación por cambio de tecnología a CAMMESA, lo que se encuentra en curso.

Se demoraron un poco en la contratación de los servicios de ingeniería porque los montos eran importantes y no habituales para Unitán, de todos modos, no pusieron en riesgo la ejecución del cronograma. Están trabajando con Agrest Ingeniería en algunos temas y también con IFES.

Durante la etapa de implementación del proyecto, la principal barrera fue regulatoria y estuvo relacionada con el cumplimiento del hito de principio de ejecución del proyecto, que requiere que se haya erogado el 15% de la inversión. El punto es que es el 15% de la inversión teórica establecida en el pliego para la tecnología de biomasa. Este nivel de inversión por MW es semejante a los de inversión de proyectos *green field*. En el caso del proyecto de Unitán, la inversión total prevista es menor y, por lo tanto, ya había erogado el 15% o más de la inversión prevista, pero no alcanzaba a ser el 15% de la inversión definida en el pliego. Necesitaron pedir prórroga para cumplir con ese hito. Además, después de haber negociado mucho con los proveedores los porcentajes y fechas de pago, para lograr que sean los proveedores los que en parte financien, tuvieron que pagarles un anticipo mayor al acordado para poder cumplir con el hito del contrato.

Con respecto a la provisión del recurso biomásico para el período del contrato de venta de energía, la biomasa es 100% propia. El 90% es subproducto de la actividad industrial (aserrín detanzado de quebracho colorado) y el 10% es chip de madera de *Eucaliptus* proveniente de plantaciones propias ubicadas a menos de 10 km de la planta.

El 50% de la inversión (7,5 MMUSD) es préstamo del Banco Galicia y del BICE. El préstamo del BICE toma en cuenta una bonificación de 3% de tasa si el dinero se destina a la compra de componente local de los proyectos, esto se debe demostrar mediante un procedimiento específico. La tasa promedio del préstamo es de 9,02% anual en USD y el plazo total es de 5 años, con 1 año de gracia, es decir que lo pagan en cuatro años de operación de la central. Luego de haber realizado las presentaciones para poder conseguir la bonificación de los 3 puntos de tasa de la parte de préstamo del BICE, la obtuvieron en los últimos días. Con ello lograron bajar de un promedio de tasa de 9,02% a 7,82%.

En general, están avanzando bien con el cronograma a pesar de que al comienzo demoraron un poco con la firma del contrato por los servicios de ingeniería. Les costó tomar la decisión por ser oneroso y estar la firma poco acostumbrada a pagar esos montos por servicios de ingeniería.

Han tenido dificultades para identificar capacidades técnicas en la zona del proyecto porque no hay allí proveedores/capacidades técnicas. Para la caldera evaluaron opciones de Brasil y de la Argentina y finalmente optaron por las argentinas. En lo que respecta a la turbina, evaluaron opciones de Brasil y de India y eligieron la de India.

Por último, estiman que en 2020 estarán entregando energía. Esperan no tener inconveniente con la presentación que están haciendo por cambio de tecnología, aumentando la potencia de la turbina para asegurar la energía comprometida.

3.7 Proyecto Generación Ticino Biomasa

Entidad desarrolladora: Empresa dedicada a la cosecha y comercialización del maní. Lorenzati Ruetsch y Cía. es una empresa agroalimenticia, productora y exportadora de maní.

Localización: La central está ubicada en Ticino, provincia de Córdoba en un predio contiguo a la planta de maní de Lorenzati, Ruetsch y Cía. SA.

Tipo de recurso: La central de generación de energía eléctrica opera basada en cáscara de maní y, eventualmente, chip de madera.

Escala y tecnología: Es un proyecto de autogeneración con una potencia bruta 4,6 MW y neta de 4 MW (consumo auxiliar de 0,6 MW) y 1 MW para autoconsumo en la planta industrial. De los 4 MW netos generados, 1 MW será para autoconsumo en la planta industrial, y 3 MW, la potencia puesta a disposición de la red.

La tecnología es de combustión directa en caldera nacional Acuotubular con grilla marca FIMACO SA que produce 22 t/h de vapor a 45 kg/cm² y 440 °C. La turbina de vapor es de TGM Brasil y el generador es WEG de Brasil.

Monto de inversión: 10 MMUSD.

El punto más crítico del proyecto fue cuando comenzaron con la operación. Los operarios son trabajadores que recién empiezan a realizar esta actividad, ninguno tenía experiencia.

El diseño y la construcción fue un trabajo que contrataron bajo la modalidad llave en mano a FIMACO SA y no tuvieron inconvenientes.

El financiamiento de entre el 20 y el 30% del total de la obra fue propio. El resto fue del banco BICE y del Banco Francés.

Con respecto a las principales barreras, fueron regulatorias: tuvieron bastante retrasos y complicaciones con los trámites necesarios para la obtención de la habilitación comercial de CAMMESA, porque a pesar de haber presentado todos los papeles en EPEC, el ENRE y CAMMESA, EPEC nunca contestó una nota que debía responder y eso demoró los trámites. Es así como durante un mes y medio estuvieron generando, pero, como no tenían habilitación comercial, no podían vender. Muchas veces les sucedía que no sabían a dónde ir porque no había una guía clara.

Gran parte de la biomasa es propia y se va comprando al mercado lo que les falta. En general, la mezcla es 10% chip de madera y 90% cáscara de maní. No acordaron precio de adquisición de la biomasa, compran a precio de mercado, tanto el chip de madera como el de la cáscara de maní. Si otros demandan cáscara en la zona, ellos necesitan pagar más caro por ella.

El financiamiento del proyecto es mediante un préstamo en dólares, a 10 años con una tasa del 5% + Libor.

Se mantuvo el cronograma. Solo se postergó la habilitación comercial un mes y medio a pesar de que ya se encontraban generando.

En la zona no hay capacidad técnica. Se compró el equipamiento a Brasil y parte en la Argentina (caldera). Formaron a operadores que no tenían ninguna experiencia previa.

Un cuello de botella del proyecto se produjo con los trámites necesarios para habilitaciones. Fueron multados por un mes y medio de retraso en la habilitación comercial que habían comprometido.

La inversión fue la estimada, aún están en la curva de aprendizaje. Hay muchos cortes, 100 microcortes en un mes, también hay cortes de 10 horas. Es muy mala la calidad de la red a la cual están conectados. Pueden entregar si tienen disponibilidad en la línea. Han planteado a CAMMESA la necesidad de inyectar 4 MW (en vez de 3 MW que eran los del contrato) para poder cumplir con la energía comprometida. Sin embargo, CAMMESA no les considera para el contrato lo que supera los 3 MW. En la realidad actual, no van a poder cumplir. Ya mandaron nota a funcionarios de la Secretaría de Gobierno de Energía, pero aún no tienen respuesta. En CAMMESA les rechazaron su pedido y les indicaron que

debían ajustarse al contrato. El mayor problema es que están conectados a una línea que sale de servicio muchas veces y EPEC no manifestó que fuera a solucionar este problema de indisponibilidad ni permite que otro se haga cargo de mejorar esta situación.

Si pudieran compensar en dos años inyectando 4 MW en algunos momentos, llegarían a cumplir con la energía comprometida, pero, al no permitirles más de 3 MW, consideran que no habría forma de compensar. Podrían inyectar un poco más de 3 MW porque no se está chipeando y esta actividad requeriría alrededor de 1 MW de potencia que podría disponerse.

Respecto de los recursos humanos capacitados, han mejorado mucho, ya que van seis meses de operación. Desde hace dos meses y medio que están bien capacitados. Durante casi tres meses generaron sin cobrar.

Hay 35 personas directas trabajando en la planta de generación.

Las paradas imprevistas son 90% por falta de red y 10% por error de operación (que es lo que están disminuyendo entre 3 y 4% en el último tiempo).

3.8 Proyectos Biomasa Rojas y Biomasa Venado Tuerto

Entidad desarrolladora y localización: ADBlick Agro SA/BAS CORPORATION-Dominion Global Access son los desarrolladores de los proyectos:

- Biomasa Rojas SA, localizado en Rojas, provincia de Buenos Aires.
- Biomasa Venado Tuerto SA, localizado en Venado Tuerto, provincia de Santa Fe.

ADBlick Agro SA es una empresa argentina con amplio conocimiento del sector agropecuario y BAS Corporation es española, experta en proyectos de bioenergía.

Tipo de recurso:

Biomasa Rojas SA: La biomasa que utilizará es chala y marlo. El abastecimiento es 100% de terceros con contrato.

Biomasa Venado Tuerto SA: La biomasa que utilizará es 70 % chala y marlo de terceros, y 30% de chips de madera de terceros.

Escala y tecnología: Ambos proyectos tienen caldera de combustión directa que opera con 65 bar y la turbina es de 8,5 MW brutos y 7 MW netos.

Monto de inversión: La inversión prevista para cada uno de los proyectos es de 40 MMUSD.

Uno de los puntos críticos del proyecto fue el cierre de contratos de abastecimiento de biomasa.

Al momento de la entrevista, no tienen el cierre financiero, en ambos proyectos están en tratativas de avance con el banco BICE y el Banco Ciudad, y con el Banco Provincia de Buenos Aires solo en el caso del proyecto de Rojas.

Los desarrolladores están tratando de gestionar ambos proyectos juntos, aunque el actual contexto macroeconómico no los está favoreciendo, ya que las condiciones de financiamiento cambiaron desde el momento de la licitación. Los bancos internacionales están más reacios a asistir financieramente porque quieren ver en qué rumbo continúa la Argentina y eso dilata los plazos.

Durante la implementación del proyecto, los desarrolladores ven una incongruencia entre el pliego y la operatoria provincial, por ejemplo, el pliego requiere para la firma del PPA que el EIA esté aprobado, pero en la provincia de Santa Fe, la autoridad ambiental habilita recién cuando se termina la construcción del proyecto. Entonces, ellos tuvieron que

lograr que le den una autorización ambiental con compromiso de presentar documentación antes de comenzar a operar para poder firmar el PPA

En Rojas la provisión de biomasa está basada en contratos con Monsanto, Satus Ager y Pioneer. En el caso de Venado Tuerto, la provisión de biomasa está basada en contratos con Dow Chemical, Syngenta, Nidera, Tecnoseeds y con la Municipalidad de Venado Tuerto por poda urbana. Los costos de adquisición de la biomasa se negociaron por separado con cada uno de los proveedores.

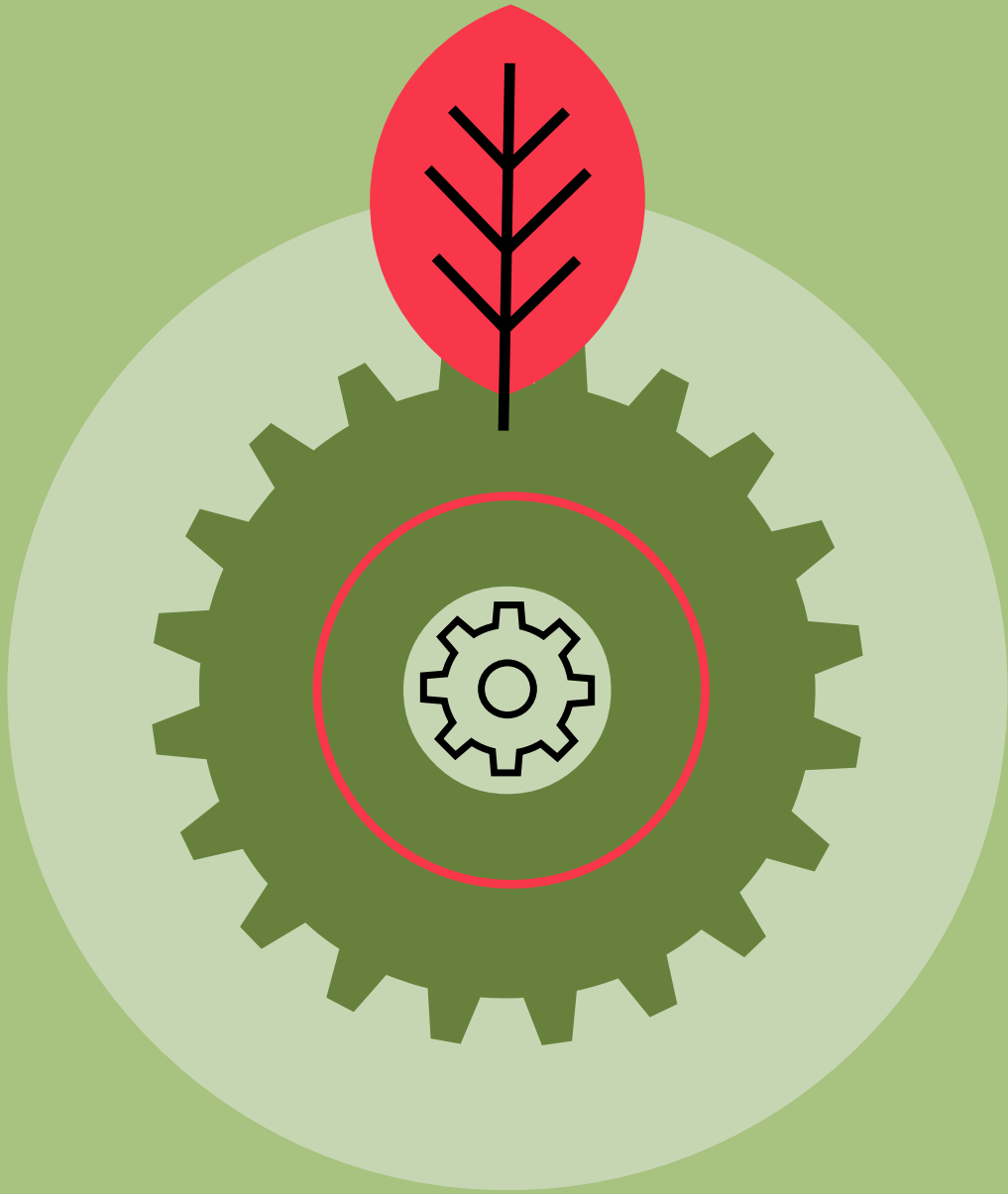
Hasta el momento de la entrevista, no habían conseguido el financiamiento, pero estaban trabajando para obtener un *project finance*³. Los plazos previstos tienen algunos meses de atraso en el cierre financiero, se han aplazado por el contexto de la Argentina, pero están avanzando con el banco estructurador de la deuda, por eso creen que van a poder lograr el *project finance* en los próximos meses.

El proyecto está en fase de construcción, tienen previsto tener un contrato de obra llave en mano.

Por último, si existe la posibilidad de ampliación de plazos para la habilitación comercial de los proyectos adjudicados como consecuencia del contexto nacional macroeconómico, los desarrolladores consideran que cuanto antes se informe de esa posibilidad será mejor para lograr los cierres financieros, porque actualmente los bancos ven retrasos y potenciales multas por esa demora en la operación comercial e ingresan a los flujos de fondos esas multas que castigan al proyecto. Esto sube las tasas de interés solicitadas o disminuye los plazos del préstamo.

A su vez, sugieren considerar que el contexto ya ha castigado a los proyectos con altos costos de financiación, y cualquier medida adicional que implique seguir afectándolos generará su inviabilidad potencial.

³ Tipo de financiamiento basado en el flujo de fondos que genera el propio proyecto.



4. RESULTADOS DE LAS ENTREVISTAS A LOS PROYECTOS DE BIOGÁS

4.1 Proyecto Las Camelias

Entidad desarrolladora: Las Camelias SA es un frigorífico avícola de Entre Ríos.

Localización: Ruta 26, km 5, Colonia San José, Entre Ríos (a 6 km de Colón).

Tipo de recurso: El recurso biomásico utilizado es 100% propio y está formado por 100% de efluentes de frigorífico aviar.

Escala y tecnología: Es un proyecto de importantes dimensiones con capacidad diaria de 3 000 m³ de efluente líquido de frigorífico avícola. Es una laguna cubierta con recirculación de membrana simple. El sistema de filtrado del biogás fue desarrollado por la propia empresa para el aprovechamiento en la caldera y en el motogenerador.

Monto de inversión: 100 000 USD para las lagunas y los sistemas de conducción. El sistema de filtrado del biogás y la generación eléctrica totalizaron 300 000 USD.

Uno de los puntos críticos en el desarrollo del proyecto fue la limpieza y acondicionamiento del lugar específico para reestablecer la laguna preexistente como biodigestor anaeróbico. Esto se debió a que en este proyecto hay una limitante de superficie disponible, por ello, se tuvo que readecuar el sistema en un predio limitado por las construcciones preexistentes y la cercanía al río.

Otro aspecto que demandó trabajo y esfuerzo fue la adecuación y control del tratamiento primario de la planta así como la planificación y el equilibrio con los otros sectores de producción del frigorífico, debido a que se generaban situaciones donde la estabilidad del suministro del sustrato para el biodigestor se veía afectada por prácticas que no contemplan la sensibilidad en cuanto a los aspectos microbiológicos, como pueden ser: sobrecargas en días puntuales por prácticas de limpiezas en la planta, cambios en los procesos por diferentes situaciones, inconvenientes mecánicos o de logística. Estos aspectos requieren de un responsable de la planta de biodigestión que constantemente esté coordinando y monitoreando los sustratos y sus condiciones para no solo controlar los parámetros de producción del biodigestor anaeróbico, sino para también regular el ingreso y equilibrio de los efluentes generados en el frigorífico.

Durante la etapa de montaje, operación y mantenimiento, se tuvo la demanda normal de resolución de aspectos operativos y de logística sin mayores problemas. Una de las

cuestiones que demandó una importante coordinación previa fue la relacionada con los proveedores de las membranas, y con quienes la instalarían. En la actualidad, esto sigue vigente dada la falta de oferentes alternativos para la construcción, colocación, mantenimiento y reparación de membranas. Son limitados los servicios profesionalizados y adecuados específicamente para las instalaciones de membranas en plantas de biogás. Estos no solo requieren contar con experiencia en cuanto al diseño e instalación de membranas específicas para los biodigestores anaeróbicos, sino también contar con equipamiento, capacitación y experiencia apropiada para operar en ambientes de combustibles gaseosos, como es el biogás, además del sustrato.

Unas de las principales barreras del proyecto se manifestaron preliminarmente por presiones de organismos responsables del control ambiental gubernamental, para el cumplimiento de las normas ambientales, en particular porque el proyecto está localizado sobre el río Uruguay y tiene que adecuarse a compromisos ambientales binacionales. En dicho momento, se confrontaron las barreras propias de desarrollar un sistema que incorporaba, para el medio regional y nacional, aspectos tecnológicos y de innovación. De manera complementaria, se consiguió el soporte financiero con montos y plazos adecuados para el desarrollo del proyecto. El crédito que consiguieron para el financiamiento del proyecto contó con un subsidio de la tasa de interés adecuándolo a las necesidades y posibilidades de repago de la empresa.

Como se mencionó, en este caso se visualizó una presión para el cumplimiento de las regulaciones ambientales y el complemento para la resolución de la situación con soporte gubernamental y crediticio por parte del banco BICE. Las barreras tecnológicas y financieras fueron identificadas y con el trabajo conjunto público-privado fueron superadas para lograr implementar el proyecto.

La alimentación del biodigestor anaeróbico se realiza con sustratos propios que se generan en las diferentes etapas del proceso del frigorífico. No se incorporan otras fuentes de biomasa al sistema.

La biomasa no se adquiere. Es un subproducto propio. Para definir el costo de la biomasa se contempla la participación de operarios y profesionales que operan la planta de tratamiento y de biogás quienes realizan la coordinación con los diferentes sectores de la planta frigorífica con respecto a la logística.

En cuanto al financiamiento del proyecto, oportunamente se gestionó y logró obtener un crédito de 100 000 USD a 4 años con tasa del 6% para la empresa. Según lo manifestado por los desarrolladores, la tasa regular en aquel momento estaba en el orden del 9% y para este tipo de proyectos se consiguió un descuento de la tasa por parte del Estado del 3%. El proyecto contó con el 80% de los recursos financiados por el BICE para la ejecución de la obra.

Logrado el financiamiento apropiado, la formulación del proyecto se ejecutó en aproximadamente 6 meses, según lo informado. Surgieron detalles menores durante el desarrollo de la obra y movimientos de suelo que fueron oportunamente resueltos. No hubo inconvenientes importantes.

Con respecto a las posibles dificultades para identificar capacidades técnicas en la zona del proyecto, no encontraron limitantes de importancia, porque contaban con capacidades propias y regionales. En forma complementaria, se desarrollaron y capacitaron a las personas durante el proceso de planificación, ejecución y luego para la operación y mantenimiento del sistema de tratamiento y del biodigestor.

El proyecto ha podido cumplir los plazos previstos sin inconvenientes.

Se consiguió el monto para financiar lo invertido y no se han evidenciado desvíos relevantes.

Respecto a la curva de aprendizaje, les llevó tiempo comprender la biología. Actualmente, se realiza un registro de todo el proceso y del impacto en los cambios de los sustratos por las características propias de la planta frigorífica y sus procesos. Según sus evaluaciones y análisis, no visualizan sedimentaciones riesgosas por el tipo de sustrato que utilizan y experimentan niveles de depósito o sedimentación bajos.

Lo que más problemas les ha acarreado fue la dinámica con los sectores previos de la industria. Les resultó muy difícil incorporar, en los diferentes sectores de la planta frigorífica o industrial, el concepto de que los sistemas de tratamiento y en este caso el biodigestor no son plantas de residuos. Se requieren de planificaciones y del trabajo coordinado entre los diferentes sectores industriales.

En relación con la entrega de la energía prevista, inicialmente no se conocía la cantidad de biogás que podía llegar a producir. Actualmente genera en el orden de los 3 000 m³ de biogás por día. El biogás se utiliza 16 horas para alimentar una caldera marca GONELLA que produce 4 t de vapor/hora para proceso. El resto se utiliza para generar electricidad con un motogenerador de 300 kW instalados.

Se ha capacitado regionalmente al personal, porque cuenta con organismos e instituciones con buen grado de especialización en el tema de energías renovables y biogás. Tanto la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, de Trelew, como el INTI han participado en la formación y sinergia para el desarrollo del sector del biogás regionalmente. Se ha alcanzado un buen nivel de capacitación de profesionales y siguen investigando sobre alternativas para optimizar los procesos.

No han tenido dificultades con la disponibilidad de la red, ya que en este caso cuentan con una red propia para el autoconsumo de la energía en la planta frigorífica.

En el proyecto trabajan de manera directa una persona responsable del proceso de biodigestión y entre dos y tres operarios compartidos con otras actividades para la operación y gestión de los procesos que demandan los residuos y efluentes de la planta frigorífica.

Las paradas del digestor han sido por inconvenientes con desequilibrios biológicos relacionados con los sustratos incorporados.

Mencionaron que han registrado varios problemas con el motogenerador CETEC por falta de su adecuación específicamente para combustionar biogás, en particular, la regulación de entrada (EQA) no era apropiada.

Por último, los desarrolladores sugieren que para la difusión del sector del biogás en pymes agroindustriales se requiere conseguir mecanismos de financiamiento apropiados en cuanto a montos de inversión que lleguen a un mínimo del 80% o, preferentemente, al 100% del monto de la inversión. Con plazos y tasas apropiadas para este tipo de inversiones a largo plazo.

Además, habría que conseguir que el Estado juegue un rol de mayor compromiso con el cumplimiento de las leyes y normas ambientales y complementariamente brindando las herramientas financieras/crediticias para que los empresarios puedan cumplir con los requisitos y realizar las obras de infraestructura apropiadas.

También sugieren promover un marco normativo e impositivo que favorezca el uso de biofertilizantes bajo sus diferentes esquemas. Difundir las propiedades y bondades del biol o biofertilizante.

Consolidar los mecanismos de estímulo para el uso térmico: desgravaciones impositivas para las inversiones que contemplen el uso del biogás para fines térmicos, además del eléctrico. Considerar la posibilidad de que la Ley 27191 pueda incluir no solamente lo eléctrico, sino también lo térmico. O crear nuevos mecanismos legislativos adecuados. Ver si dentro del compromiso del 8% de uso de energías renovables se puede considerar la autogeneración eléctrica o térmica.

4.2 Proyecto La Micaela

Entidad desarrolladora: Biogás Argentina.

Localización: El proyecto está dentro del establecimiento La Micaela que es un *feedlot* ubicado a 2,5 km de la localidad de Carlos Tejedor, al oeste de la provincia de Buenos Aires, a unos 140 km de General Pico, La Pampa.

Tipo de recurso: Estiércol bobino proveniente de la actividad de engorde a corral (*feedlot*).

Escala y tecnología: Biodigestión anaeróbica 65 kW.

El establecimiento cuenta con corrales de engorde tradicionales de tierra (20 m² por cada animal) y con cuatro corrales con piso de hormigón (3 m² por cada animal) que presentan una pendiente hacia una calle central también de hormigón. El estiércol que se genera en estos corrales es el que se aprovecha para la generación de biogás y biofertilizantes.

El hecho de hacer los corrales y calle central con hormigón facilita la recolección del estiércol sin tierra (habitual en corrales tradicionales), ya que esta hace poco viable la biodigestión anaeróbica al tener alta carga inorgánica (partículas de suelo).

Este tipo de estructuras es una innovación en la Argentina, es más frecuente encontrarlo en otras partes del mundo. Este sistema, con pisos de hormigón o pisos enrejillados tipo *slats* de la producción porcina, es el que consideran que se debería replicar en nuestro país al generarse una intensificación de la producción, lo cual permite un manejo más sustentable de todo el sistema: mayor confort animal y disminución de las probabilidades de contaminación ambiental con el estiércol.

Monto de inversión: 350 000 USD en el año 2014.

Durante el desarrollo del proyecto fue crítico firmar el contrato para venta de energía con Proinged/Cooperativa Eléctrica. Las demás instancias transcurrieron sin mayores problemas.

En cuanto a la importación, fue cerrada con un financiamiento escaso (solo 40% de la inversión), pero a buena tasa y con condiciones favorables.

La provisión del recurso biomásico para el período del contrato de venta de energía será mediante el *feedlot* propio que abastece el estiércol bobino. Eventualmente se incorpora algo de glicerol de plantas regionales, pero esta compra es intermitente.

Para el financiamiento del proyecto se obtuvo un crédito, por el 40% de la inversión, del Banco de la Nación Argentina para una línea de crédito específica para proyectos de agregado de valor en origen.

Con respecto a los plazos, fueron más largos que lo previsto, principalmente por demoras en la firma del contrato de energía y por la puesta en marcha del cogenerador que no estaba preparado para operar 100% a biogás y fue necesario cambiar componentes. La inversión fue mayor en un 30% por problemas de inflación y cierre de importaciones que generaron demoras y mayores costos.

Hubo dificultades para identificar capacidades técnicas en la zona del proyecto, por eso, se llevaron técnicos desde Buenos Aires con los altos costos relacionados (honorarios, viajes, viáticos, hoteles, etc.). También hubo problemas para adquirir tecnología, por estar la importación restringida en la época de construcción de la planta. Se resolvió con demoras y mayores costos.

Actualmente, se está entregando energía. El contrato de venta de energía no tiene energía comprometida. Es habitual que haya problemas con la red, dado que es tendido rural y se producen muchos cortes. Esto genera momentos y hasta días enteros sin poder inyectar electricidad.

Hay contratadas dos personas de manera directa y varias personas contratadas de manera indirecta.

Las paradas imprevistas fueron por problemas en el cogenerador o por fallas de la red.

Por último, los desarrolladores consideran que lo mejor para el desarrollo de este tipo de proyectos es que exista una ventanilla permanente para proyectos de todas las escalas con *feed in tariff*⁴ (FIT) justo.

4.3 Proyecto Cabañas Argentinas del Sol

Entidad desarrolladora: Cabañas Argentinas del Sol SA es una granja porcina.

Localización: El proyecto está dentro de la granja porcina, en Marcos Paz, provincia de Buenos Aires (a unos 40 km de la Ciudad de Buenos Aires). El criadero de cerdos está a unas 15 cuadras al sur de la ciudad de Marcos Paz. Los vientos predominantes transportaban los olores del criadero directo al centro de la ciudad. La Municipalidad lo quiso cerrar. Para eliminar los olores, reducir la contaminación y aprovechar la energía, se instaló una planta de producción y aprovechamiento del biogás en el año 2004.

Tipo de recurso: El recurso biomásico usado era 100% propio y estaba formado por purines (estiércol y orina) y agua del lavado de las instalaciones.

Escala y tecnología: La planta se diseñó y construyó para la producción de 100 madres con su progenie. Consistía una producción diaria de entre 100 y 120 l/madre, o sea unos 12 000 l/día.

Se construyeron dos biodigestores de 250 m³ cada uno y luego uno de 2 250 m³.

Cada biodigestor consta de una laguna cavada en la tierra, cubierta con una membrana geotextil de 1 mm o 1,5 mm. Alrededor de la laguna se construyó un marco de hormigón donde se ancló la cubierta de PVC. La capacidad de almacenaje total de los tres biodigestores era de 2 750 m³. Estos eran anaeróbicos del tipo Pistón, con flujo continuo de entrada de purines y agua y con retención hidráulica.

Dicha instalación producía 1 100 m³ de biogás por día (con poder calorífico del orden de 5 500 kcal/m³) equivalentes a unos 500 m³ de gas licuado de petróleo (GLP) por día (con 11 000 kcal) que se utilizaba para energía térmica.

Monto total de la inversión: 101 750 USD (2 750 m³ x 37 USD/m³), excluyendo la excavación.

Una de las barreras fue la falta de cultura y de conciencia ambiental que había. Otra fue financiera. Y la más importante fue regulatoria, que resultó crítica, porque dado que los establecimientos que no cumplían con las leyes ambientales no sufrían ningún tipo de

⁴Feed in tariff: instrumento normativo que otorga una remuneración adicional.

castigo o cierre por parte de las autoridades, no existía motivación económica para invertir en una planta de tratamiento de efluentes o planta de biogás.

La provisión del recurso biomásico para el período del contrato de venta de energía era 100% propia, subproducto de la actividad porcina (estiércol, orina y agua), por lo tanto, había una provisión garantizada.

El 100% de la inversión (92 500 USD) se hizo con recursos propios.

Con respecto a los plazos previstos, se cumplieron sin problemas. A partir de la excavación, la instalación de la membrana y los equipos demoró aproximadamente dos meses.

No tuvieron dificultades en identificar capacidades técnicas en la zona del proyecto, donde hay proveedores y capacidades técnicas disponibles.

El proyecto no está operando. El propietario falleció y los herederos vendieron las madres porcinas. No habiendo purines para alimentar el biodigestor, este no puede funcionar.

Pudo cumplir con los plazos previstos. No hubo cuellos de botella. La inversión fue la estimada. La curva de aprendizaje fue la siguiente: se construyó un primer biodigestor chico de 250 m³. Con lo que se aprendió en el funcionamiento del primer biodigestor, se construyó el segundo, de 250 m³. Luego, se construyó el tercero, de 2 250 m³ aplicando todas las lecciones aprendidas previamente.

Por último, los desarrolladores sugieren la creación e implementación de un Plan de Concientización Ambiental a nivel nacional. Este debe alertar de los riesgos ambientales inherentes a una granja porcina (calentamiento global, contaminación del aire, contaminación del agua, aprovechamiento energético de los efluentes, etc.).

Además, la creación e implementación de un plan para hacer cumplir la normativa vigente respecto al tratamiento de efluentes industriales, con sus respectivas multas y cierres de establecimientos.

Una posibilidad sería requerir un listado del Servicio Nacional de Sanidad y Calidad Agroalimentaria (SENASA) de todos los establecimientos agropecuarios, incluyendo los productores porcinos, vacunos y aviarios. Estos tendrían 30 días para presentar proyectos que demuestren que cumplen con la normativa vigente en esa localidad. Una vez presentados y aprobados, tendrían 90 días más para ejecutar los proyectos.

Para los establecimientos que ya cuenten con instalaciones de producción de biogás, se sugiere que revisen el correcto funcionamiento de las válvulas de alivio. Estas pueden prevenir explosiones al ventear los excesos de biogás producido y no consumido.

También se sugiere la instalación de una antorcha a la salida del venteo del biogás. La combustión de metano producirá CO₂ y agua. La emisión de CO₂ es mucho menos perjudicial para el calentamiento global que el metano.

4.4 Proyecto Central Bioeléctrica II

Entidad desarrolladora: Bioeléctrica SA ya tiene una experiencia previa de generación con biogás.

Localización: Río Cuarto, provincia de Córdoba. El proyecto Bioeléctrica II está dentro de Bio4, que es una destilería de bioetanol a partir de maíz.

Tipo de recursos: 96% vinaza liviana, 2% de estiércol y 2% de silaje un maíz.

La vinaza liviana es como agua turbia y es un subproducto generado de la producción de la destilería de bioetanol combustible de la planta de Bio4 a partir de maíz. El estiércol proviene de los tambos y *feedlot* vecinos y el silaje de maíz proviene de campos propios.

Estos recursos proveen la mejor ecuación económica para el modelo de integración desarrollado por el grupo económico de empresas participantes. Es un ejemplo de economía circular.

Escala y tecnología: Actualmente dispone de dos motogeneradores Caterpillar alemanes de 1,2 MW, o sea, un total de 2,4 MW. Parte del calor de combustión generado en estos se envía a los dos digestores y parte del calor es enviado a través de ductos para su aprovechamiento térmico en la destilería.

Monto inversión: La inversión para los 2,4 MW fue de 7 MMUSD.

El punto crítico durante el desarrollo del proyecto fue identificar el método biológico de generación de biogás más eficiente para la vinaza.

Con respecto a las principales barreras, estas fueron tecnológicas. Lo más complejo fue elegir el método de desulfurización o desulfuración del biogás. La desulfurización consiste en extraer el ácido sulfhídrico (H_2S) contenido en el gas. Existen distintos métodos: lavados químicos (hidróxido de sodio —NaOH—, cloruro de hierro — $FeCl_3$ —), adición de óxidos metálicos, o tratamientos biológicos.

Este proceso es imprescindible para evitar problemas de corrosión en equipos y en los motogeneradores, además de cumplir con las normativas de emisión medioambientales (reducción de emisiones de dióxido de azufre — SO_2 — al quemar el biogás). Este gas es inflamable, incoloro, tóxico, odorífero y corrosivo.

Por lo general, el biogás y el gas de vertedero contienen una concentración de H_2 , producido por las proteínas y sulfatos, entre 1 000 y 6 000 ppm, aunque pueden alcanzarse valores de hasta el 2% v/v⁵ en aplicaciones muy específicas. Las exigencias de los fabricantes de motores son cada vez más restrictivas, siendo el valor de 200 ppm el límite máximo de admisión por la mayoría.

Otra barrera fue la identificación de los minerales necesarios para el sostenimiento de la biología.

Respecto a las barreras logísticas, financieras y regulatorias, estas no fueron trascendentes.

En cuanto a la provisión del recurso biomásico para el período del contrato de venta de energía, la empresa que provee el sustrato principal (vinaza liviana) es socia del proyecto, el silaje de maíz se obtiene de los campos arrendados por la empresa y el estiércol es sencillo de encontrar en la zona del proyecto. Proviene de los tambos y *feedlots* vecinos.

Sobre los costos de adquisición de la biomasa, el de la vinaza se acordó por el costo de oportunidad de venta de la burlanda húmeda. Por el estiércol solo se paga el costo del transporte a planta y el costo del silaje de maíz es el costo del ensilaje.

El proyecto fue construido con 30% de aporte de capital propio y 70% financiado por crédito del Banco Supervielle, con tasa promedio de 5,5% en dólares (entre subsidiada y no subsidiada), a 10 años con 2 años de gracia.

Los plazos se cumplieron según el cronograma y la planta entró en funcionamiento un mes antes de lo previsto en el contrato de abastecimiento de energía firmado con CAMMESA.

No tuvieron dificultades para encontrar personal capacitado ya que Bioeléctrica cuenta con mucha experiencia en el rubro y un equipo de personal idóneo propio. Además, cuenta con el vínculo con un tecnólogo experto con el cual trabajan desde 2013.

⁵El porcentaje volumen en volumen (v/v) da cuenta del volumen de soluto por volumen de solución.

La planta está operando y pudo cumplir con los plazos de obra. Sin embargo, se puede decir que lo más difícil fue la importación.

La inversión experimentó un ahorro de 3,6% respecto a lo planificado. La curva de aprendizaje fue de un año y estuvo relacionada con la producción de biogás con vinaza. El proyecto no ha evidenciado problemas significativos. Actualmente está entregando la energía prevista, de hecho, tienen exceso de biogás. Además, les parece apropiado poder compensar energía los próximos dos años basados en la experiencia del biodigestor previamente desarrollado. Manifiestan que no han tenido dificultad con la disponibilidad de la red para evacuar su energía. Hoy en día el proyecto cuenta con siete personas que trabajan de manera directa.

Los desarrolladores indicaron la necesidad de: financiamiento, baja de aranceles a la importación de equipos, fomentos impositivos, tarifas atractivas por la generación con biogás de potencia firme.

4.5 Proyecto Adecoagro

Entidad desarrolladora: Adecoagro SA es una empresa multinacional, con campos y plantas industriales distribuidas en las regiones más productivas de la Argentina, Brasil y Uruguay, donde produce más de 1,3 millones de toneladas de productos agrícolas, incluyendo arroz, azúcar, leche, girasol, maíz, trigo, soja, etanol y energía eléctrica. La empresa fue fundada en la Argentina en el año 2002 por un equipo de emprendedores argentinos, auspiciados por inversores institucionales globales.

Localización: el proyecto se ubica en la localidad de Christophersen, Santa Fe, RP 14, km 174, en el establecimiento agropecuario, Carmen de 10 042 ha, dedicado a la agricultura que incorporó en los últimos años la actividad lechera que consiste en dos tambos estabulados *free stall*⁶ con tecnología de última generación y una capacidad total de 6 500 vacas en ordeño.

Tipo de recurso: El proyecto utiliza estiércoles y purines del tambo 2, estiércoles del tambo 1 y cultivos bioenergéticos (restos de ensilado). Son 100% propios.

Escala y tecnología: La tecnología es provista mediante contrato llave en mano por IES Biogás. Se basa en un motor de combustión interna (GE Jenbacher, modelo JGS 420 GS-S.L), y un generador (STAMFORD) conectados mecánicamente de manera que el motor hace girar al generador. El biogás se produce en dos fermentadores circulares, de construcción monolítica, dotada de platea de 30 m de diámetro y 6 m de alto. La cobertura de los fermentadores es de forma cónica con soporte neumático de PVC resistente a los rayos UV y está a la intemperie. La potencia de generación de la planta es de 1,415 MWe y la potencia térmica disponible es de 1,779 MWt, con una producción de energía eléctrica/año (8 400 horas) de 9 718 MWh y un aporte de energía eléctrica a la red/año de 8 746 MWh.

Monto de inversión: La inversión del proyecto fue de 5,14 MMUSD (incluyendo la instalación de los biodigestores y el equipo de generación; no incluye el IVA). También se contabiliza la inversión en la interconexión y el transformador. Es decir, los gastos en capital del proyecto son de 3,6 MMUSD/MW.

Según los desarrolladores, los principales puntos críticos durante el desarrollo del proyecto fueron:

⁶ Se conoce así a los sistemas de estabulación libre.

- Etapa de diseño: determinar la tecnología adecuada para el sustrato de la empresa y poder validar los resultados obtenidos con la matriz que poseían.
- Etapa de formulación: al contar con el sustrato, solo fue necesario validar que generara lo especificado.
- Cierre financiero: fue financiado con fondos de la compañía y un aporte no reembolsable del FONARSEC del entonces Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, pero, sin duda, en la Argentina no hay actualmente un buen nivel de financiamiento para este tipo de proyectos.
- Construcción: no fue un problema dado que contaron con la *expertise* del tecnólogo (IES Biogás).
- Operación: la infraestructura nacional no es acorde para este tipo de sistema y tuvieron muchas dificultades por falencias del suministro eléctrico por parte de la cooperativa.
- Comercialización: si bien la empresa firmó un contrato con CAMMESA en el marco del RenovAr 1, este es muy exigente en términos de hitos de cumplimiento; la relación comercial sería ideal de menor plazo, pero con mayor tarifa para recuperar la inversión; falta de un mercado SPOT atractivo como alternativa comercial.

Con respecto a cómo se asegurará la provisión del recurso biomásico para el período del contrato de venta de energía, los sustratos orgánicos utilizados en este proyecto estarán constituidos principalmente por:

- Estiércoles y purines del tambo estabulado C1 y C2: 124 100 t/a.
- Cultivos bioenergéticos (residuos del ensilado): 6 800 t/a.

Ambos sustratos son producidos por la empresa desarrolladora durante el proceso de producción láctea y, al ser un residuo de la producción láctea, no tiene costo.

El proyecto fue financiado con 80,65% de recursos propios (más aporte no reembolsable del FONARSEC de aproximadamente un millón de dólares, equivalente al 19,45%). No se recurrió a financiamiento bancario.

Los plazos planteados originalmente se mejoraron. Iniciaron la operación de la central tres meses antes de lo previsto en el cronograma original.

Por otro lado, no tuvieron que recurrir a capacidades técnicas en la zona del proyecto porque toda la tecnología fue traída de Italia y la empresa fue capacitando a su equipo de trabajo. Solo fue contratada localmente la obra civil.

Hay mucha indisponibilidad de la red eléctrica, lo que afecta al proyecto que no puede inyectar energía cada vez que hay corte de la línea de la Cooperativa.

Los desarrolladores hacen hincapié en que no es un proyecto de generación eléctrica en sí, sino que es parte de un proyecto productivo lechero y que una de sus actividades es la comercialización de energía.

4.6 Proyecto Bioenergía Yanquetruz

Entidad desarrolladora: Asociación de Cooperativas Argentinas (ACA) es una cooperativa de cooperativas fundada el 16 de febrero de 1922; reúne a 160 cooperativas con 50 000 productores de las provincias de Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba, Entre Ríos y La Pampa. Bio Energía Yanquetruz, perteneciente a ACA, opera la planta.

Localización: RP 2, km 51, en la zona rural de la localidad de Juan Llerena, provincia de San Luis.

Tipo de recurso: Biogás, a partir de efluentes porcinos (purines), forraje de maíz y forraje de sorgo.

El purín de cerdos tiene un potencial de producción de biogás relativamente bajo, generan 22 m³ biogás/tonelada. Sin embargo, es el sustrato que aporta las bacterias responsables de la degradación de la biomasa en el biodigestor. Los forrajes se utilizan como cosustratos para aumentar la producción de biogás, dado que el silaje de maíz genera 200 m³/t y el sorgo forrajero 170 m³/t.

Escala y tecnología: La planta de cogeneración de biogás fue construida en dos etapas. Actualmente se está construyendo la segunda etapa, que amplía la potencia contratada a 2 MW y deberá entregar unos 16 000 MWh/año. En la etapa inicial, se generaba 1,20 MWe y se proyecta entregar unos 8 000 MWh/año. La planta abastece el 100% de la energía térmica requerida por el criadero de cerdos y por los cinco biodigestores. Cuenta en su equipamiento y concepto constructivo con tecnología alemana.

La primera etapa tenía una capacidad instalada de procesamiento diario de 150 m³ de purín de cerdos y 50 t de cultivos energéticos (forrajeras). Según los sustratos utilizados y el diseño de los biodigestores, el tiempo de retención era de 44 días. Este es el mínimo de tiempo necesario para que toda la materia orgánica se degrade dentro del digestor, se genere el mayor volumen de biogás y se pase el resto de la materia inocua (digestato) a un tanque de almacenamiento, para luego ser utilizado como residuos orgánicos en cultivos (biofertilizante). La puesta en marcha de la planta demandó aproximadamente 30 a 40 días, durante este proceso se estabilizan los parámetros de funcionamiento.

En la segunda etapa y en virtud del crecimiento del criadero, se tratarán 350 m³ de purín por día y se agregarán 70 t de forraje de maíz por día, para llegar a producir los 2 MW de potencia.

El criadero posee un sistema cloacal subterráneo, que recoge los purines de los cerdos y los transporta a cinco biodigestores (cuatro iniciales y uno adicional). Los cuatro iniciales poseen una capacidad de almacenamiento de 13 000 m³ totales y el quinto agrega una capacidad de 4 000 m³. Los mismos recipientes tratan anaeróbicamente el purín de los cerdos y el agregado de forraje de sorgo y maíz. En un galpón contiguo están instalados tres motogeneradores (dos iniciales Caterpillar y uno adicional Siemens de 1,2 MW), el sistema de recuperación de calor y de gases, calderas y equipos de respaldo.

Cuadro 3. Características del biogás del Proyecto Bioenergía Yanquetruz

Sustrato	MS (%)	MV (% MS)	Potencial biogás (m ³ / kg SV)	Concentración de metano (%)
Purín de cerdos	6	78	0,45	60
Forraje de maíz	32	94	0,64	53
Forraje de sorgo	28	90	0,61	53

Fuente: Elaborado por los autores.

Actualmente, el criadero tiene una capacidad de 2 600 madres más una etapa de recría del producido de otras 1 300 madres. En una primera etapa, el criadero tenía 1 300 madres y su progenie. Luego fue duplicado a 2 600 madres, y, posteriormente, incorporó la etapa de recría y terminación.

Monto de inversión inicial: 4,7 MMUSD.

Monto de inversión adicional: 2,5 MMUSD.

Este fue un proyecto atípico o por lo menos diferente al resto de los proyectos de biogás del RenovAr, ya que fue construido en el marco de una normativa anterior. Su diseño, formulación y construcción estuvo basado en la necesidad del criadero de contar con el servicio de energía eléctrica, siendo la inyección a la red, en una primera etapa, un adicional que potenciaba el uso de los equipos necesarios. Por distintas razones ajenas a la empresa, el proyecto no logró obtener el contrato de abastecimiento con CAMMESA y, por ende, debió funcionar en forma no ideal durante casi cinco años proveyendo energía eléctrica y térmica solo para el autoconsumo del criadero.

Las principales barreras encontradas durante la etapa de implementación del proyecto fueron tecnológicas, porque a lo largo de la construcción de la primera etapa, se tuvieron dificultades para la importación de equipos, y regulatorias. No se logró subscribir el contrato PPA de venta de energía, a pesar de que la planta estaba lista para despachar energía desde el año 2012. Recién a partir del RenovAr 1, se pudo subscribir el contrato y entregar energía eléctrica a la red nacional.

En cuanto a la provisión del recurso biomásico para el período del contrato de venta de energía, los purines provienen del criadero de cerdos propio. Los forrajes de maíz y de sorgo provienen de campos propios.

Los purines son un recurso propio y no tienen costo, aunque sí existen costos de tratamiento y de disposición final de los digestatos como biofertilizante. El costo de los forrajes de maíz y sorgo es el costo propio de su producción, ya que se producen en el mismo campo de propiedad de ACA.

No hubo ningún tipo de financiamiento para el proyecto. El pago de la planta se hizo 100% con recursos propios de ACA.

Con respecto a los plazos previstos en el cronograma, se mantuvieron. Lo que no se cumplió fue la entrega de la energía generada ya que no se dispuso del contrato de venta correspondiente. Luego, cuando se dispuso del contrato a partir del RenovAr 1, se comenzó con la inyección de energía a la red. Los plazos se cumplieron, pero las condiciones de la red de transporte propiedad de la distribuidora no estaban en las condiciones necesarias y esto requirió adecuarla posteriormente a la fecha de habilitación a los efectos de que se pudiera exportar la energía producida. Debido a la mala calidad de las líneas de transporte eléctrico, se vio afectado el cumplimiento del cronograma.

Todo el proyecto se hizo con personal propio calificado. Se han tenido dificultades para adquirir tecnología. Como se mencionó anteriormente, durante la primera etapa del proyecto hubo varias trabas a las importaciones que afectaron adquirir los equipos críticos. Para resolver estas dificultades, se instalaron equipos disponibles en la Argentina que resultaron inadecuados y que no cumplieron los requerimientos del proceso, por lo que luego debieron ser sustituidos.

No hubo desvíos económicos en el monto presupuestado al comienzo del proyecto, la construcción inicial se hizo en los plazos previstos, pero como se dijo, la planta no se pudo poner en marcha en su totalidad al no contar con el contrato comprometido por la legis-

lación vigente. También han tenido problemas con la red, que se pudieron resolver parcialmente con adecuaciones en la línea de transporte, aunque esto implicó tiempo *a posteriori* de la habilitación comercial para hacerlas. Las paradas imprevistas de la central son consecuencia de los cortes de las líneas de transporte que siguen siendo precarias en la actualidad. En la central de biogás trabajan en forma directa 12 personas.

Por último, los desarrolladores sugieren instalar y utilizar tecnologías aprobadas y experimentadas que garanticen el correcto funcionamiento de las instalaciones a largo plazo.

Además, que los equipos críticos sean importados:

- Analizadores de gases.
- Agitadores.
- Bombas.
- Gasómetros.
- Motogeneradores.
- Separadores.
- Tolvas de abastecimiento de sólidos estacionario de acero inoxidable con piso deslizante.

Ya se solicitó a las autoridades que se exima de impuestos la importación de equipos críticos, ya que no son fabricados en la Argentina.

4.7 Proyecto Solamb SRL

Entidad desarrolladora: Solamb SRL, empresa que presta servicios de disposición de efluentes industriales en la zona de Timbúes, Santa Fe.

Localización: Timbúes (Santa Fe).

Tipo de recurso: Biogás, a partir de efluentes industriales diversos.

Escala y tecnología: Es un proyecto de cogeneración de 1,5 MW que destina la electricidad para autoconsumo y el calor para aumentar el rendimiento del biodigestor. Se trata de biogás que se genera a partir de biodigestión anaeróbica con barros floculentos.

Durante el desarrollo del proyecto hubo algunos puntos críticos. Estos se dieron en la etapa de diseño, porque fue compleja la caracterización del efluente y la estimación de las cantidades. Luego, en la etapa de construcción fue crítico conseguir la mano de obra para impermeabilización de las lagunas. Este mismo inconveniente ocurre en la instancia de operación y mantenimiento, es crítica la mano de obra especializada, la corrosión por sulfhídrico y la humedad.

Con respecto a las barreras, fueron tecnológicas y regulatorias. No existía tecnología nacional o estaba muy poco desarrollada. Por el otro lado, el escaso control por parte del ente regulador sobre las empresas permite vuelcos clandestinos o competencias desleales.

Para garantizar la provisión del recurso biomásico para el período del contrato de venta de energía se cuenta con el recurso biomásico que es consecuencia de los servicios de disposición de efluentes que hace la firma a las empresas de la zona.

En cuanto a los costos de adquisición de la biomasa, Solamb brinda el servicio de retiro y disposición final de residuos/efluentes a las empresas de la zona a partir de acuerdos particulares con cada cliente.

El proyecto fue construido con un aporte no reembolsable del FONARSEC del entonces Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, inversiones de los socios y préstamos de bancos privados.

El cronograma previsto no tuvo retrasos significativos.

Hubo dificultades para adquirir tecnología nacional, pero no para conseguir capacidades técnicas, ya que el proyecto contaba con la asistencia de una universidad con dicha capacidad.

La planta opera, genera biogás y es capaz de autoabastecer el predio donde Solamb realiza sus actividades. No están conectados a ninguna red.

Los desarrolladores consideran que es necesario mayor control por parte de los organismos de regulación ambiental sobre las plantas agroindustriales y de tratamiento de residuos y efluentes para que regularicen su situación.

4.8 Proyecto El Viejo SA/Ingeco

Entidad desarrolladora: La empresa constructora Ingeco desarrolló el proyecto de biogás para producción de energía térmica en el establecimiento agropecuario El Viejo SA. Dicho establecimiento cuenta con un campo propio de 780 ha y criadero porcino. Los propietarios de ambas empresas son la familia Katz (Marta, el hermano, y dos hijos).

Localización: Municipio de Los Altos, provincia de Catamarca (a unos 86 km al norte de la ciudad de San Fernando del Valle de Catamarca).

Tipo de recurso: El recurso biomásico usado es 100% propio y está formado por: purines (estiércol y orina) y agua del lavado de las instalaciones.

Escala y tecnología: La planta se diseñó y construyó para la producción de 250 madres con su progenie. La producción diaria consiste entre 100 y 120 l/madre, o sea unos 30 000 l/día.

Se construyeron dos biodigestores anaeróbicos de 500 m³ de capacidad cada uno. La tecnología de estos es del tipo Pistón. Cada biodigestor consta de una laguna cavada en la tierra, cubierta con una membrana geotextil de 1 mm o 1,5 mm, con un flujo continuo de entrada de purines y agua y con retención hidráulica. Dicha instalación produce unos 300 m³ de biogás/día (con poder calorífico del orden de 5 500 kcal/m³) equivalentes a unos 150 m³ de GLP/día (con 11 000 kcal).

Monto de la inversión: 40 000 USD (1 000 m³ x 40 USD/m³), excluyendo la excavación.

Si bien durante el diseño, la formulación, el cierre financiero y la construcción no hubo puntos críticos, en la operación y mantenimiento hubo problemas con capataz y empleados; problemas de dilución, porque los sábados los empleados lavan utilizando productos de limpieza no biodegradables que alteran el equilibrio del biodigestor.

Con respecto a las principales barreras encontradas durante la etapa de implementación del proyecto, en la etapa de operación y mantenimiento, la falta de condiciones para efectuar el mantenimiento preventivo de las instalaciones fue una. Otra barrera detectada fue la falta de entrenamiento para que los operarios de los distintos turnos puedan realizar las diferentes actividades necesarias para la correcta operación de los biodigestores. Por último, la dificultad para operar los 365 días del año las 24 horas.

La biomasa era 100% propia y subproducto de la actividad porcina (estiércol, orina y agua), por lo tanto, existe una provisión garantizada.

El 100% de la inversión, 40 000 USD, se hizo con recursos propios.

Los tiempos previstos en el cronograma se cumplieron sin problemas. A partir de la excavación, la instalación de la membrana y los equipos demoró aproximadamente dos meses.

Tuvieron dificultades en identificar capacidades técnicas en la zona del proyecto. Todos los equipos se adquirieron en Buenos Aires. Luego se construyó y ensambló todo en Marcos Paz y se transportó todo preensamblado a Los Altos, Catamarca. Se llevó un equipo de instaladores ya entrenados desde Marcos Paz hasta la localidad de Los Altos.

El proyecto está operando. Pudo cumplir con los plazos previstos. No hubo cuellos de botella. La inversión fue la estimada. No hubo curva de aprendizaje, dado que se aplicaron todos los conocimientos adquiridos previamente en instalaciones anteriores por parte del operador y coordinador del proyecto.

Por último, los desarrolladores consideran que es necesario mayor concientización ambiental y que se haga cumplir la normativa vigente respecto de los efluentes.

5. CONCLUSIONES, COMENTARIOS Y LECCIONES APRENDIDAS

El desarrollo de proyectos bioenergéticos requiere, para cada caso, de un estudio de factibilidad e ingeniería particular. Las variables que definen cada uno de los procesos dependen de cada proyecto, de cada instalación, de los recursos biomásicos, la localización, el lugar disponible, el clima, la logística y la financiación. En todos los casos analizados, los desarrolladores de los proyectos son actores del sector agropecuario o forestal con algún grado de industrialización, no son del sector de generación eléctrica. En la mayoría de los casos se trata de consumidores de electricidad y de calor que emprenden los proyectos de bioenergía para autoabastecimiento o inyectar a la red. Hay múltiples tipos de biomasa y sustratos para utilizar. En casi todos los casos, salvo en el de Unitán, que ya tenían una caldera de menor capacidad y rendimiento operando con biomasa, para todos es la primera experiencia de producción de energía eléctrica o térmica a partir de biomasa.

Entre los proyectos entrevistados, algunos se comenzaron a construir antes de las convocatorias del RenovAr, en esos casos, los desarrolladores tenían la expectativa de conseguir firmar contratos de venta de electricidad en el marco de la Resolución 108/2011 que habilitaba a proyectos de generación eléctrica renovable a suscribir contratos de abastecimiento de energía con CAMMESA como representante del MEM, con plazos de 15 años y con precios de energía en dólares. El precio resultaba de un análisis de costos y de la autorización por parte de la Secretaría de Energía de una rentabilidad justa y razonable. En general, los proyectos eléctricos, que necesitan mayor inversión que los de generación térmica, que se ejecutaron antes de las convocatorias del RenovAr, comenzaron a hacerlo al mismo tiempo que se encontraban trabajando para suscribir el contrato de abastecimiento de energía y contaron con aportes no reembolsables (subsidio) por parte del FONARSEC del entonces Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva. Salvo el caso de ACA, que no tuvo este tipo de subsidio, los restantes lo tuvieron. También hay que destacar que ACA es una asociación de cooperativas que nuclea 160 cooperativas agropecuarias, es decir, no tiene el mismo perfil que los demás desarrolladores, que son empresas del sector agropecuario o forestal. En todos los casos anteriores al RenovAr lo que motivó el desarrollo tuvo que ver con necesidades de la propia industria, ya sea de contar con más potencia y energía que sustente el crecimiento de demanda industrial o para mitigar pasivos ambientales. No obstante, se desprende que no terminaron de definir la

ejecución de los proyectos hasta que obtuvieron un subsidio o un préstamo con tasa diferencial por agregado de valor en origen u otros. Ninguno de los proyectos entrevistados logró suscribir un contrato de venta de energía en el marco de la Resolución 108/2011. El caso del proyecto en Virasoro-Corrientes de 36 MW, que ganó una licitación del GENREN y años después consiguió firmar el contrato de venta de energía, comenzó a construirse una vez que tuvo su PPA firmado y es el único que en la actualidad está en construcción y tiene PPA diferente del de los contratos del RenovAr.

En los casos en que el proyecto aún no avanzó en su desarrollo, como el de Zeni, una de las preocupaciones, que también se dio en otros desarrolladores, fue la necesidad de contar con la biomasa necesaria para poder garantizar la entrega de energía por un plazo tan extenso. El temor a que a lo largo de los años sufran mermas en la disponibilidad de biomasa o surjan usos alternativos constituyó una barrera para algunos desarrolladores.

Con las condiciones establecidas en la ronda 1 del RenovAr, que no informaban precio tope y solicitaba las mismas condiciones de contrato y requerimientos de presentación de ofertas que a los proyectos eólicos y solares, se presentaron pocos proyectos de bioenergía y no se logró alcanzar el cupo licitado. Se presentaron proyectos que ya estaban prácticamente terminados que habían avanzado en la construcción y que no habían logrado antes suscribir contrato. Incluso el proyecto de Prodeman, estando prácticamente terminado, decidió no presentarse dado que las multas por incumplimiento en la entrega de la energía mínima comprometida les resultaba un riesgo demasiado importante.

Con las subastas de energía en el marco de la ronda 2 del RenovAr, el sector se dinamizó mucho más, esto ocurrió también gracias a que el Proyecto (PROBIOMASA) había realizado mesas de diálogo entre el sector público y privado y se habían transmitido a las autoridades las dificultades y necesidades del sector, muchas de ellas fueron tomadas en consideración en el pliego de Bases y Condiciones. Además, el Proyecto había desarrollado talleres y capacitaciones respecto de las posibilidades de dar valor a residuos de biomasa a lo largo de casi todas las provincias argentinas. Fue recién en la ronda 2 del RenovAr, en la que se flexibilizaron los plazos para cumplir con la energía, que se informó el precio tope, se dieron incentivos por escala para dar igualdad de condiciones entre proyectos y se flexibilizaron condiciones de presentación de ofertas. En esta ronda se presentaron varios proyectos de bioenergía (biomasa seca y biogás) y se superaron los cupos licitados. Muchos de los proyectos entrevistados que son de generación eléctrica tienen contrato de abastecimiento de energía de acuerdo a lo establecido en la ronda 2 del RenovAr.

Se desprende de las entrevistas realizadas a varios de los proyectos en análisis, las siguientes conclusiones comunes:

- El acceso al financiamiento fue y sigue siendo claramente una barrera común a la mayoría de los proyectos. Esto es lógico debido a que los proyectos de bioenergía son capital intensivo y resulta complejo que se financien por falta de entendimiento por parte del sector financiero o por condiciones macroeconómicas adversas. La realidad es que hasta ahora ningún proyecto ha conseguido un esquema de *project finance*. Todos fueron bajo el esquema de *corporate finance*⁷, en donde los requerimientos de garantías muchas veces son muy difíciles de cumplir por parte de los desarrolladores. Es menester resaltar que el momento del cierre financiero de algunos proyectos coincidió con

⁷ Financiamiento basado en la solvencia que tiene la empresa y sus activos.

el peor momento de crisis financiera argentina, evidenciando una gran escalada de las tasas de interés y acortamiento de plazos en los créditos. No obstante, hay proyectos con contrato en el marco del RenovAr 2 que han conseguido créditos del BICE, que les otorga un beneficio de 3 puntos porcentuales en la tasa de interés (si el dinero otorgado se destina a la compra de componente local de los proyectos), que están en construcción. Adicionalmente, varios sectores de pymes agroindustriales y agropecuarias atraviesan momentos complejos en cuanto a la estabilidad de su actividad principal, generando mayores incertidumbres al sector de financiamiento.

- La dificultad para cumplir con la entrega de energía comprometida en su PPA como consecuencia de una gran cantidad de cortes en la línea en la que se conectan. Esto sucede en prácticamente todos los proyectos, ya que lo habitual es que se vinculen con el sistema a través de líneas de media tensión de zonas rurales, las que tienen muy bajo nivel de confiabilidad de servicio. La imposibilidad por parte de los dueños de los proyectos de mejorar la calidad de servicio de las redes los pone en una situación de profunda vulnerabilidad ya que al no poder inyectar su energía están sujetos a la aplicación de multas por incumplimiento y dejan de percibir ingresos que les aseguren cubrir costos fijos y variables además de remunerar el capital invertido y otorgarles una renta.
- La energía comprometida tiene una base de cálculo anual, mientras que en los contratos de ronda 1 se penaliza si no se alcanzó el volumen, en los contratos de ronda 2 si un año no se cumple, es posible compensar los próximos dos años y evitar así la aplicación de multas. No obstante, si persiste la causa de incumplimiento: muchos cortes en la línea a la que deberían inyectar su energía, les resulta imposible compensar tanto a generadores como a autoprodutores. En el caso de los autoprodutores, para mitigar esta situación y lograr compensar en parte, están solicitando que se considere en el contrato toda aquella energía que puedan inyectar, aunque esta sea consecuencia de mayor potencia que la de contrato. Esta situación puede originarse en momentos en los que hay poca demanda interna, por ejemplo, un domingo. Es importante recordar que, conceptualmente, el autogenerador inyecta el excedente de energía que le queda dependiendo de su demanda interna, que es variable. En estos casos, el contrato previó una potencia disponible para la red menor que la potencia de su instalación ya que asumió una potencia de autoconsumo. Actualmente lo que sucede es que cuando un autogenerador entrega más energía que aquella que puede entregar de acuerdo a la potencia de contrato, esta se paga a precio spot y no se contabiliza a pesar de que no haya logrado todavía la meta de entrega de energía anual. Es posible que como consecuencia de que los desarrolladores de proyectos de autogeneración no son conocedores de contratos de abastecimiento de energía y de la implicancia de declarar una potencia disponible para la red, hayan asumido que todo el excedente de energía que tenían podrían inyectarlo y cobrarlo a precio de contrato. Es por este motivo que los autoprodutores quisieran que les permitieran poner a disposición toda la potencia instalada para lograr compensar la energía cuando las condiciones de autoconsumo y de disponibilidad de red lo permitan.
- Las dificultades regulatorias generaron retrasos y complicaciones con los trámites necesarios para la obtención de la habilitación comercial, debido a la falta de conocimien-

to de los actores involucrados (desarrolladores y empresas distribuidoras de energía) se produjeron incumplimientos y se debió afrontar el pago de multas. La obtención de los permisos ambientales de parte de las jurisdicciones provinciales en algunos casos fue engorrosa, lo que retrasó la firma de los contratos de venta de energía.

- La Argentina no posee desarrollo tecnológico para el total abastecimiento de equipamiento clave necesario para el desarrollo de los proyectos bioenergéticos. Hoy, por ejemplo, sigue sin haber producción nacional de insumos necesarios para cañerías de vapor de alta presión y para diversos componentes de las plantas de biogás.
- En lo relativo a los proyectos de biogás, se evidencia que, por las características del RenovAr, los proyectos que se han desarrollado son de escalas mucho mayores que los proyectos de biogás que se ejecutaron anteriormente. Esto puede tener que ver con el esquema previsto, pero también con los avances tecnológicos y la economía de escala.
- Asimismo, se puede apreciar que en muchos casos la operación de los proyectos tiene curvas de aprendizaje de un año y que hay un enorme déficit de capacidades técnicas en los lugares donde se ejecutan los proyectos.
- Se insiste en que es necesario que se hagan cumplir normativas ambientales para que la valorización de residuos/efluentes tenga más posibilidades de concretarse. También se resalta la necesidad de mayor concientización ambiental.
- Para los proyectos de generación eléctrica se deberían mantener las condiciones de estímulo alcanzadas, que permitieron generar una importante plataforma de despegue del sector biomasa seca y biogás y mejorar las condiciones de gestión de presentaciones (ventanilla permanente).
- Se requiere fomento para los proyectos de energía térmica que hasta el momento no tienen ningún beneficio. La potencialidad de generar contratos para el suministro de energía eléctrica bien se puede complementar, como una excelente evolución del sector, con sistemas que promuevan el uso térmico excedente de los propios sistemas de generación eléctrica, como también estimular mecanismos que independientemente utilicen el biogás para su uso como combustible.
- El sector del biogás particularmente se ha adecuado a las necesidades tecnológicas para la generación eléctrica licitada, aunque la fortaleza principal que se identifica, tanto por la perspectiva local como la visión en los países desarrollados, liderado por la Unión Europea, es la potencialidad de uso del biogás/biometano como combustible de base o para aplicaciones térmicas.

Sobre la base de las conclusiones expuestas y de que los proyectos se desarrollaron en momentos diferentes con contextos distintos, algunas de las barreras ya fueron superadas y otras no, o aparecieron nuevas dificultades. Se sintetizan a continuación las principales lecciones aprendidas hasta acá, a partir de listar los factores que han sido determinantes para que existan proyectos viables y las causas de los fracasos o dificultades.

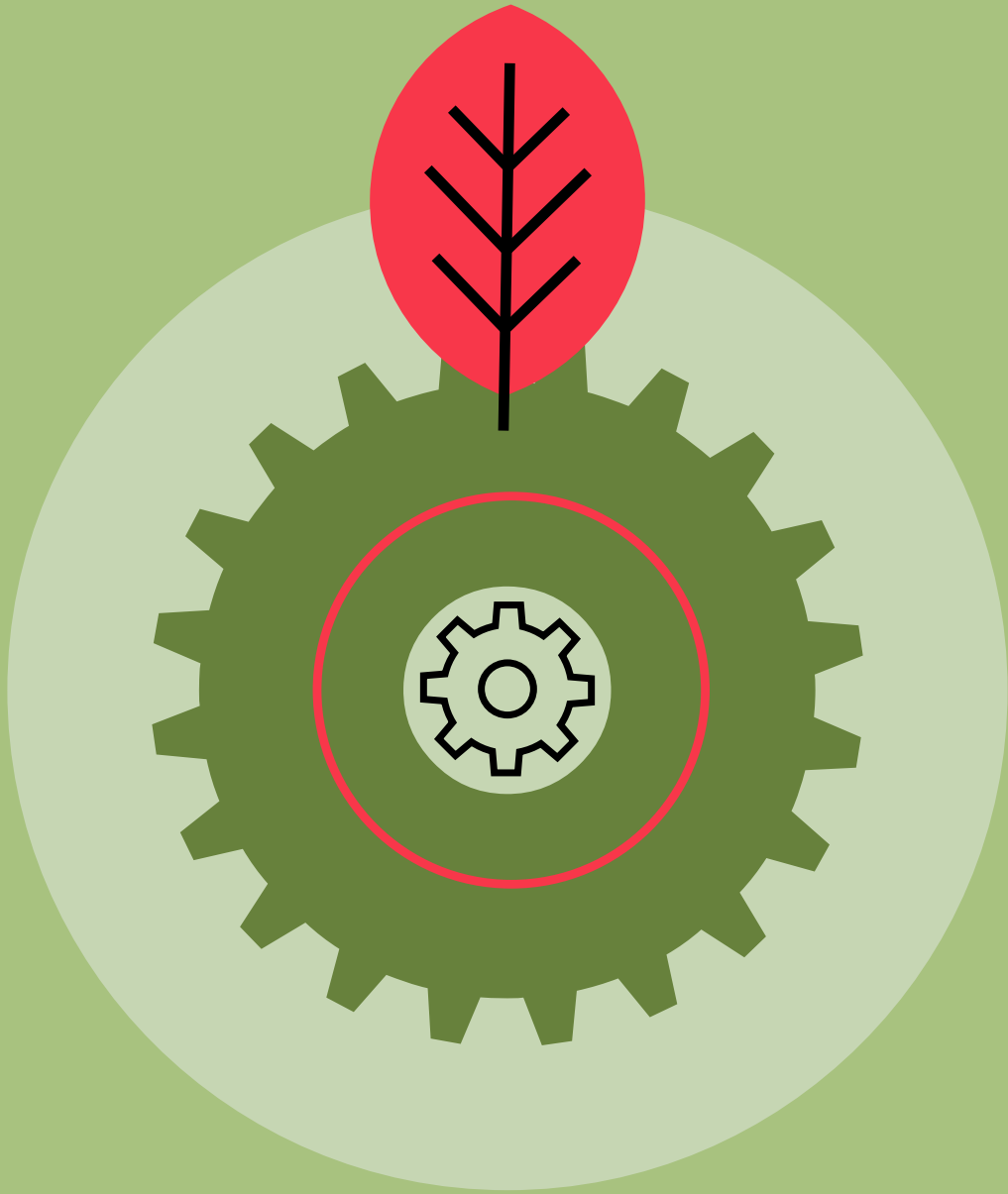
Lecciones aprendidas de factores que permiten el desarrollo de proyectos bioenergéticos sostenibles:

1. Contratos de venta de energía de largo plazo con valores en dólares y con un esquema de garantías de pago acorde al riesgo.

2. Incentivos para producir energía renovable a partir de biomasa seca/biogás, con líneas de crédito con tasas bajas o con aportes no reembolsables.
3. Apoyo para el desarrollo de proveedores de biomasa.
4. Mayor control de parámetros ambientales en las industrias y aplicación de multas.
5. Talleres y capacitaciones referidas a la temática.

Lecciones aprendidas de factores que dificultan el desarrollo de proyectos bioenergéticos:

1. Precariedad de las líneas de distribución eléctrica. La gran cantidad de cortes en la línea en la que se debe evacuar la energía no permite cumplir con el contrato de abastecimiento y dificulta la operación en régimen de la central de generación además de provocar pérdidas económicas por menor cantidad de energía vendida y multas. Imposibilidad del desarrollador del proyecto de bioenergía de convencer a la distribuidora/cooperativa eléctrica de mejorar la red.
2. Falta de financiamiento de proyectos bajo el esquema de project finance.
3. Ausencia de proveedores locales de equipamiento.
4. Falta de capacidades técnicas de operarios y montadores en las localizaciones de los proyectos. Actualmente se están desarrollando, aunque falta crear mayores capacidades en las diferentes regiones del país.
5. En el caso de haber licitaciones, los plazos para presentarse pueden ser un obstáculo, y el no conocer los precios tope de venta que aceptarían, un impedimento fuerte para que los desarrolladores avancen en el estudio de los proyectos.
6. Que los desarrolladores deban negociar con la distribuidora/cooperativa eléctrica es un problema por la diferencia de tamaño de los actores.
7. Condiciones contractuales con multas en caso de incumplimiento en la entrega de energía comprometida siendo que el desarrollador siempre quiere entregar el mayor volumen posible. En esta situación no solo se perjudica porque no pudo vender para cubrir sus costos fijos y pagar el préstamo, sino que, además, debe pagar multas.
8. Falta de incentivos y financiamiento para proyectos de energía térmica.
9. Falta de incentivos y regulación para aprovechar el biogás como biometano.



ANEXO

Cuestionario con el que se entrevistó a los responsables de los proyectos

1. Describa por favor las características principales del proyecto.
Entidad desarrolladora:
Localización:
Tipo de recurso:
Escala y tecnología:
Monto de la inversión:
2. ¿Cuáles fueron los puntos críticos durante las diferentes etapas de desarrollo del proyecto?
3. Detalle las principales barreras encontradas durante la etapa de implementación del proyecto (tecnológicas, logísticas, financieras, regulatorias, etc.).
4. ¿Cómo garantiza la provisión del recurso biomásico para el período del contrato de venta de energía?
5. ¿Cómo se acordaron/definieron los costos de adquisición de la biomasa?
6. ¿Qué tipo de financiamiento logró para el proyecto?
7. ¿Los plazos previstos durante la etapa de formulación se mantuvieron o tuvieron que ser modificados?, ¿qué factores afectaron el cumplimiento del cronograma?
8. ¿Tuvieron dificultades en identificar capacidades técnicas en la zona de su proyecto? ¿Y para adquirir la tecnología? Si fue así, ¿cómo lo resolvieron?
9. Si el proyecto está operando, ¿pudo cumplir con los plazos de obra previstos?, ¿cuáles fueron los cuellos de botella?, ¿la inversión fue la estimada, o qué tipo de desvío tuvo y de qué orden de magnitud? ¿Cómo fue su curva de aprendizaje?, ¿qué fue lo que más problemas trajo?, ¿están entregando la energía prevista?, ¿le parece apropiado poder compensar energía los siguientes dos años?, ¿ha podido capacitar a la gente de manera efectiva?, ¿Ha tenido dificultad con la disponibilidad de la red para evacuar su energía? Si ha tenido problemas con la red, ¿los pudo resolver?, ¿cómo? ¿Cuánta gente tiene trabajando de manera directa en su proyecto?, ¿las paradas imprevistas a qué se han debido?
10. Sugerencias y comentarios por parte de los desarrolladores.

Lecciones aprendidas en proyectos de biomasa y biogás en la Argentina

COLECCIÓN
INFORMES
TÉCNICOS

N.º 8

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

www.fao.org

ISBN 978-92-5-132267-3



9 789251 322673

CA8064ES/1/07.20