



Organización de las Naciones
Unidas para la Alimentación
y la Agricultura

GUÍA PARA REALIZAR ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL DE PROYECTOS BIOENERGÉTICOS

COLECCIÓN DOCUMENTOS TÉCNICOS

N.º 20



GUÍA PARA REALIZAR ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL DE PROYECTOS BIOENERGÉTICOS

Proyecto para la promoción de la energía
derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG)

FAO. 2020. *Guía para realizar estudios de impacto ambiental de proyectos bioenergéticos*. Colección Documentos Técnicos N.º 20. Buenos Aires. <https://doi.org/10.4060/ca8760es>

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

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

ISBN 978-92-5-132467-7

© FAO, 2020



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

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

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

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

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

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

Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca

Luis Eugenio Basterra
Ministro de Agricultura, Ganadería y Pesca

Marcelo Alós
Secretario de Alimentos, Bioeconomía
y Desarrollo Regional

Miguel Almada
Director de Bioenergía

Ministerio de Desarrollo Productivo

Matías Sebastián Kulflas
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

Pablo Tarela
Centro de Estudios de la Actividad
Regulatoria Energética (CEARE)
Autor

Francisco Yofre
Oficial de Programas
Oficina Argentina

Mariela Beljansky
Revisión técnica

Verónica González
Coordinación Colección

Sofía Damasseno
Colaboración Colección

Marisol Rey
Edición y corrección

Mariana Piuma
Diseño e ilustraciones



© FAO

ÍNDICE

Prólogo	xi	4.6 Desarrollo de la biomasa sólida en otros países	30
Agradecimientos	xiii	4.7 Plantas en operación en la Argentina	32
Siglas y acrónimos	xv		
Unidades de medida	xvi		
Fórmulas químicas	xvii		
Resumen ejecutivo	xix		
<hr/>			
1.			
Introducción	1		
1.1 Antecedentes	1		
1.2 Objeto	2		
1.3 Alcances	2		
1.4 A quien está dirigida la guía	3		
1.5 Limitaciones en el alcance de la guía	3		
1.6 Organización de la guía	4		
<hr/>			
2.			
Síntesis del procedimiento normativo vigente	7		
2.1 Definiciones	7		
2.2 Proyectos en general	7		
2.3 Proyectos de generación eléctrica conectados al sistema interconectado nacional	8		
2.4 Proyectos de generación eléctrica no conectados al sistema interconectado nacional	9		
2.5 Organización del EIA de un proyecto de bioenergía	9		
<hr/>			
3.			
Generalidades de los proyectos bioenergéticos	11		
3.1 Conceptos generales	11		
3.2 Uso energético de la biomasa	11		
3.3 Beneficios ambientales de la bioenergía	13		
<hr/>			
4.			
Producción de energía con biomasa sólida	21		
4.1 Producción de biomasa sólida como combustible	21		
4.2 Conversión de biomasa sólida por combustión	23		
4.3 Equipos para la combustión de biomasa sólida	24		
4.4 Conversión de biomasa sólida por gasificación	27		
4.5 Cogeneración	29		
		4.6 Desarrollo de la biomasa sólida en otros países	30
		4.7 Plantas en operación en la Argentina	32
<hr/>			
5.			
Producción de energía con biogás	35		
5.1 Producción de biogás como combustible	35		
5.2 Conversión de biomasa en plantas de biogás	37		
5.3 Equipos para la combustión de biogás	44		
5.4 Cogeneración	44		
5.5 Desarrollo del biogás en otros países	46		
5.6 Plantas en operación en la Argentina	49		
<hr/>			
6.			
Emisiones gaseosas	51		
6.1 Emisiones gaseosas en la combustión de biomasa sólida	51		
6.2 Control de emisiones de material particulado	57		
6.3 Control de emisiones de NO _x	63		
6.4 Otras emisiones gaseosas en la conversión de biomasa sólida	65		
6.5 Emisiones gaseosas en la conversión de biogás	65		
6.6 Otras emisiones gaseosas en la conversión de biogás	66		
6.7 Límites de emisión en la Argentina	67		
6.8 Límites de emisión en otros países	69		
6.9 Normas de calidad de aire en la Argentina	72		
6.10 Normas de calidad de aire de referencia internacional	75		
6.11 Emisiones de gases de efecto invernadero	78		
<hr/>			
7.			
Aguas	83		
7.1 Requerimientos de agua para conversión de biomasa sólida	83		
7.2 Requerimientos de agua para conversión de biogás	84		
7.3 Efluentes líquidos en proyectos de conversión de biomasa sólida	84		
7.4 Efluentes líquidos en proyectos de conversión de biogás	84		
7.5 Interacción con aguas superficiales	85		
7.6 Interacción con aguas subterráneas	86		

8.

Suelos

8.1 Relación de los proyectos de biogás con los suelos

89

89

9.

Residuos

9.1 Residuos de la cadena foresto-industrial
9.2 Cenizas
9.3 Residuos peligrosos

93

93

94

99

10.

Aspectos sociales

10.1 Aspectos económicos y sociales
10.2 Pueblos indígenas y comunidades campesinas
10.3 Acciones de participación ciudadana

101

101

102

104

11.

Otros aspectos

11.1 Ruido
11.2 Impacto visual
11.3 Radiaciones no ionizantes

107

107

108

108

11.4 Gestión de los bosques nativos

109

11.5 Seguridad de planta en la conversión de biomasa sólida

109

11.6 Seguridad de planta en la conversión de biogás

110

12.

Estudio de impacto ambiental

113

12.1 Sugerencia de escalado de plantas

113

12.2 Sugerencia de escalado de zonas de impacto

114

12.3 Alcance del informe técnico ambiental

115

12.4 Etapas del proyecto

116

12.5 Emisiones gaseosas

117

12.6 Aguas

125

12.7 Suelos

126

12.8 Residuos

127

12.9 Aspectos sociales, económicos y culturales

127

12.10 Gestión ambiental

127

12.11 Normas de desempeño de la CFI sobre sostenibilidad ambiental y social

129

13.

Conclusiones

133

Bibliografía

135

Cuadros

Cuadro 1	Fuentes de biomasa para generación de energía, según combustible	13
Cuadro 2	Comparación del ciclo de vida de emisiones de CO ₂ para combustibles biomasa y fósiles. Caso de calefacción	17
Cuadro 3	Ejemplos de buenas prácticas en Europa (España, Grecia, Italia, Irlanda, Suecia, Estonia)	19
Cuadro 4	Tecnologías utilizadas para la combustión de biomasa sólida	25
Cuadro 5	Tipos de calderas de lecho móvil sobrealimentadas	27
Cuadro 6	Plantas de energía renovable con biomasa en operación comercial	33
Cuadro 7	Rendimiento de biogás de diferentes sustratos	37
Cuadro 8	Emisiones gaseosas principales por combustión de biomasa (con bajo contenido de cloro)	52
Cuadro 9	Emisiones gaseosas secundarias por combustión de biomasa	54
Cuadro 10	Composición elemental típica para distintas biomásas sólidas (porcentaje de masa, base seca)	54
Cuadro 11	Rango de variación de las emisiones en la combustión de biomasa (madera)	56
Cuadro 12	Emisiones de SO ₂ en pequeñas calderas (< 1 MW)	56
Cuadro 13	Emisiones de MP fino en pequeñas calderas (< 1 MW)	57
Cuadro 14	Emisiones de NO ₂ fino en pequeñas calderas (< 1 MW)	57
Cuadro 15	Rango de variación de las emisiones en la combustión de biomasa (madera)	57
Cuadro 16	Ventajas y desventajas de los ciclones	58
Cuadro 17	Ventajas y desventajas de los filtros de mangas	61
Cuadro 18	Ventajas y desventajas de los ESP	62
Cuadro 19	Eficiencia de remoción de PM ₁ y concentración típica en chimenea, en el caso de biomasa	63
Cuadro 20	Eficiencia de remoción de PM ₁₀ y PM _{2,5} , en el caso de biomasa	64
Cuadro 21	Eficiencia fraccionada de colectores de material particulado, en porcentaje	64
Cuadro 22	Comparación entre dos tecnologías típicas de remoción de MP en bioenergía	64
Cuadro 23	Energía equivalente del biogás comparado con otras fuentes	
Cuadro 24	Composición típica del biogás	66
Cuadro 25	Rango de variación de las emisiones en la combustión de biogás	67
Cuadro 26	Rango de variación de las emisiones de otros contaminantes en la combustión de biogás	67
Cuadro 27	Estándares de emisiones gaseosas	69
Cuadro 28	Límites de emisión para motogeneradores (GEED)	69
Cuadro 29	Límites de emisión para turbogeneradores (GEED)	69
Cuadro 30	Límites de emisión para MP en Europa, año 2001	70
Cuadro 31	Límites de emisión para grandes plantas de combustión de combustibles sólidos en Europa, año 2010	71
Cuadro 32	Límites de emisión para MP, año 2011 en Estados Unidos	71
Cuadro 33	Límites de emisión para MP en Canadá, año 2011	71
Cuadro 34	Límites de emisión para plantas de combustión medianas con combustibles sólidos en Europa, año 2015	72

Cuadro 35	Límites de emisión para calderas de combustión chicas con combustibles sólidos en Europa, a partir de 2020	72
Cuadro 36	Límites de emisión para calderas en Europa	73
Cuadro 37	Guías sobre emisiones gaseosas. Cuenca de aire no degradada	74
Cuadro 38	Guías sobre emisiones gaseosas. Cuenca de aire degradada	74
Cuadro 39	Normas de calidad de aire (Ley 20284)	75
Cuadro 40	Estándares de emisiones gaseosas. Decreto 831/93, Anexo II Cuadro 11 (Ley 24051)	75
Cuadro 41	Estándares de calidad de aire, niveles de referencia provincia de Buenos Aires	76
Cuadro 42	Partículas sedimentables, niveles de referencia provincia de Buenos Aires	77
Cuadro 43	Evaluación de humos negros, químicos y nieblas, niveles de referencia provincia de Buenos Aires	77
Cuadro 44	Equivalencia entre escala de Ringelman y escala de opacidad	78
Cuadro 45	Escala de intensidad de olor, niveles de referencia provincia de Buenos Aires	78
Cuadro 46	Escala irritante: irritación nasal y ojos, niveles de referencia provincia de Buenos Aires	78
Cuadro 47	Estándares de calidad de aire de la OMS (parámetros usualmente asociados a proyectos con biomasa)	80
Cuadro 48	Estándares de calidad de aire para Europa (parámetros usualmente asociados a proyectos con biomasa)	80
Cuadro 49	Estándares de calidad de aire para EE. UU. (parámetros usualmente asociados a proyectos con biomasa)	81
Cuadro 50	Guías sobre efluentes líquidos	86
Cuadro 51	Esquema de los principales impactos de la biomasa foresto-industrial como residuo	95
Cuadro 52	Esquema de los principales impactos de la biomasa forestal como combustible	95
Cuadro 53	Rangos de valores para la fracción de cenizas de diferentes biomásas sólidas	97
Cuadro 54	Comparación de la cantidad y la composición química típica de cenizas	98
Cuadro 55	Resultados de los ensayos de laboratorio sobre muestras de pellets del NEA	98
Cuadro 56	Escalas sugeridas para planta de conversión de biomasa sólida	114
Cuadro 57	Escalas sugeridas para planta de conversión de biogás	114
Cuadro 58	Escalas de zonificación para proyectos de biomasa sólida	115
Cuadro 59	Escalas de zonificación y zonas de impacto para proyectos de biogás	115
Cuadro 60	Alcance técnico del análisis de impactos ambientales para proyectos de biomasa sólida	116
Cuadro 61	Alcance técnico del análisis de impactos ambientales para proyectos de biogás	116
Cuadro 62	Límites de emisión orientativos para calderas con biomasa sólida	118
Cuadro 63	Límites de emisión orientativos para motores a biogás	118
Cuadro 64	Límites de emisión orientativos para turbinas a biogás	118

Cuadro 65	Límites de emisión orientativos para calderas a biogás	120
Cuadro 66	Alcance del estudio de línea de base de calidad de aire para proyectos de biomasa sólida	120
Cuadro 67	Alcance del estudio de línea de base de calidad de aire para proyectos de biogás	120
Cuadro 68	Esquema orientativo para modelado de calidad del aire en proyectos de biomasa sólida	121
Cuadro 69	Esquema orientativo para modelado de calidad del aire en proyectos de biogás	121
Cuadro 70	Esquema de monitoreo de emisiones gaseosas orientativo. Proyectos no conectados al SIN	124
Cuadro 71	Esquema de evaluación de calidad de aire orientativo. Etapa de operación del proyecto	124
Cuadro 72	Efectos para considerar en relación con la calidad de la biomasa y la generación de cenizas en su combustión	128
Cuadro 73	Alcance sugerido para la gestión ambiental de proyectos de biomasa sólida	129
Cuadro 74	Alcance sugerido para la gestión ambiental de proyectos de biogás	129

Gráficos

Gráfico 1	Fuentes de generación de biomasa	12
Gráfico 2	Esquema del ciclo cerrado del carbono en la combustión de biomasa sólida	14
Gráfico 3	Esquema de ciclo cerrado del carbono en un sistema de producción de biogás con biomasa de agricultura y residuos animales	15
Gráfico 4	Esquema típico de producción de pellets	22
Gráfico 5	Esquema de planta de biomasa seca para generación de energía eléctrica	24
Gráfico 6	Sistema de combustión de lecho fluidizado burbujeante	28
Gráfico 7	Sistema de combustión de lecho fluidizado circulante	29
Gráfico 8	Esquema de planta de cogeneración	31
Gráfico 9	Esquema de la digestión anaeróbica de la materia orgánica	35
Gráfico 10	Sustratos para la producción de biogás en Alemania	36
Gráfico 11	Esquema de formación y usos del biogás	38
Gráfico 12	Esquema conceptual de planta de biogás con cogeneración y uso de digestatos como fertilizantes	39
Gráfico 13	Esquema de planta de biogás con cogeneración	45
Gráfico 14	Evolución de las plantas de biogás en Alemania	46
Gráfico 15	Plantas de biogás en Europa por país en 2015	47
Gráfico 16	Evolución del número de plantas de biogás en Europa entre 2009 y 2016	48
Gráfico 17	Evolución de la capacidad instalada de biogás en Europa entre 2009 y 2016	48
Gráfico 18	Esquema de la combustión de biomasa sólida	52
Gráfico 19	Esquema de la formación de partículas en la combustión de biomasa sólida	53

Gráfico 20	Esquema de ciclón de celda simple	58
Gráfico 21	Esquema de ciclón de múltiples celdas o multiciclón	59
Gráfico 22	Esquema de filtro de mangas	60
Gráfico 23	Esquema de precipitador electrostático	62
Gráfico 24	Mecanismos de formación de ceniza	96
Gráfico 25	Diagrama triángulo de fuego para biogás	110
Gráfico 26	Extracto de la ficha internacional de seguridad química para sulfuro de hidrógeno	111

Imágenes

Imagen 1	Almacenamiento de biomasa (silaje de maíz) en planta de biogás	40
Imagen 2	Tanque de recepción y almacenamiento de residuos ganaderos en planta de biogás	41
Imagen 3	Digestores en secuencia en una planta de biogás	42
Imagen 4	Sistema de desulfuración de dos torres en una planta de biogás	43
Imagen 5	Motogeneradores en disposición modular, con cabina de insonorización, en una planta de biogás	45
Imagen 6	Planta de biogás con silo de maíz y residuos sólidos agropecuarios	49
Imagen 7	Planta de biogás con silo de maíz y residuos líquidos de la producción de biocombustibles	49
Imagen 8	Cabinas de insonorización para motogeneradores a biogás, y silenciadores para el escape de gases de combustión	108

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.

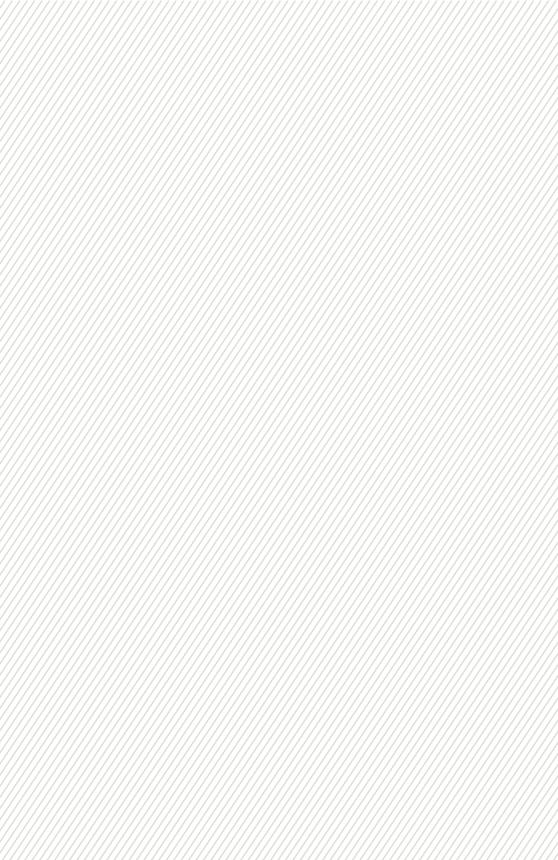
No obstante, aún existen algunas barreras de orden institucional, legal, económico, técnico y sociocultural que deben superarse para incrementar, de acuerdo con su potencial, la proporción de bioenergía en la matriz energética nacional.

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 Documentos 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 a Mariela Fullone, Coordinadora Ambiental y Social de la Subsecretaría de Energías Renovables de la Secretaría de Gobierno de Energía; a Cecilia Beuret, del Departamento Ambiental del ENRE y a Laura Galizia, Responsable de Medioambiente, Centrales Río Cuarto I y II, Bioeléctrica, quienes fueron muy amables para responder las consultas realizadas en el marco del desarrollo de este trabajo.

© FAO





© Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca

Siglas y acrónimos

BFB	sistemas de combustión de lecho fluidizado burbujeante (por su sigla en inglés, <i>bubblingfluidized bed</i>)
BM	Banco Mundial
CFB	sistemas de combustión de lecho fluidizado circulante (por su sigla en inglés, <i>circulatingfluidized bed</i>)
CFI	Corporación Financiera Internacional
CHP	cogeneración (energía térmica + energía eléctrica)
CNA	Censo Nacional Agropecuario
CNE	Comisión Nacional de Energía (Chile)
COV	compuestos orgánicos volátiles
COVNM	compuestos orgánicos volátiles no metano
CT	central térmica
DIA	declaración de impacto ambiental
DAP	Descripción Ambiental de Proyecto
EEA	European Environmental Agency
EEE	evacuación de energía eléctrica
EIA	estudio de impacto ambiental
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ET	estación transformadora
FBC	sistema de combustión en lecho fluidizado (por su sigla en inglés, <i>fluidized bed combustion</i>)
GEI	gases de efecto invernadero
GN	gas natural
GO	gasoil
HAP	hidrocarburos aromáticos policíclicos
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IAP	Informe Ambiental de Proyecto
IRAM	Instituto Argentino de Normalización y Certificación
IPCC	Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (por su sigla en inglés <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>)
JIS	normas industriales japonesas
LAT	línea de alta tensión
LMT	línea de media tensión
MDL	mecanismo para el desarrollo limpio
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MEYM	Ministerio de Energía y Minería de la Nación
MP	material particulado
MPS	material particulado sedimentable

MPT	material particulado total
NCA	nivel de complejidad ambiental
NEA	Noreste Argentino
NOA	Noroeste Argentino
OMS	Organización Mundial de la Salud
PGA	plan de gestión ambiental
PM ₁	material particulado hasta 1 µm
PM _{2,5}	material particulado hasta 2,5 µm
PM ₁₀	material particulado hasta 10 µm
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Ambiente
SE	Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación
SENASA	Servicio Nacional de Sanidad y Calidad Agroalimentaria
SGA	sistema de gestión ambiental (y social)
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSER	Subsecretaría de Energías Renovables
UN	Naciones Unidas
US EPA	Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (por su sigla en inglés United States Environmental Protection Agency)
VLE	valores límites de emisión

Unidades de medida

°C	grados Celsius
% p/p	porcentaje peso en peso
dB(A)	decibels (compensados curva A)
g/GJ	gramos por gigajulio
g/kg _{biomasa}	gramos por kilogramo de biomasa
g/kWh	gramo por kilovatio hora
g/s	gramo por segundo
gMP/Nm ³ CH ₄	gramos de material particulado por normal metro cúbico de metano
K	grados Kelvin
kcal/m ³	kilocaloría por metro cúbico
kcal/Nm ³	kilocaloría por normal metro cúbico
kV/m	kilovoltio por metro
kWh	kilovatio por hora
kWh/m ³	kilovatio hora por metro cúbico
m/s	metro por segundo
m ³ /m ³	metro cúbico por metro cúbico
m ³ /t	metro cúbico por tonelada
mA	miliamperio
mbar	milibar
mG	miligauss
mg/cm ²	miligramo por centímetro cuadrado
mg/cm ² /mes	miligramo por centímetro cuadrado por mes
mg/kg	miligramo por kilogramo
mg/l	miligramo por litro

mg/m ³	miligramo por metro cúbico
mg/MJ	miligramo por megajulio
mg/s	miligramo por segundo
MtCO ₂ eq	millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente
MW	megavatio
MW/planta	megavatio por planta
MWh	megavatio hora
Nm ³ /seg	normal metro cúbico por segundo
ppm	partes por millón
t/m ³	tonelada por metro cúbico
USD/MW	dólar estadounidense por megavatio
µg/m ³	microgramo por metro cúbico
µm	micrómetro
µT	microtesla

Fórmulas químicas

Al ₂ O ₃	trióxido de aluminio
CaO	óxido de calcio
CH ₂ O	formaldehído
CH ₄	metano
Cl	cloro
Cl ₂	cloro gaseoso
CO	monóxido de carbono
CO ₂	dióxido de carbono
Fe ₂ O ₃	trióxido de hierro (óxido férrico)
H ₂	hidrógeno
H ₂ O	agua
H ₂ S	sulfuro de hidrógeno
HCl	cloruro de hidrógeno
K ₂ O	óxido de potasio
MgO	óxido de magnesio
N	nitrógeno
N ₂	nitrógeno gaseoso
N ₂ O	óxido nitroso
NH ₃	amoníaco
NO ₂	dióxido de nitrógeno
NO _x	óxidos de nitrógeno
O ₂	oxígeno
O ₃	ozono
P ₂ O ₅	óxido de fósforo
S	azufre
SiO ₂	dióxido de silicio
SO ₂	dióxido de azufre
SO _x	óxidos de azufre



Resumen ejecutivo

La presente Guía tiene por objeto orientar en los aspectos técnicos específicos de proyectos bioenergéticos para la realización de los correspondientes estudios de impacto ambiental y social (EIA).

Está dirigida a los desarrolladores de proyectos bioenergéticos, de modo de orientarlos en el cumplimiento de los requerimientos ambientales y sociales, y a las autoridades provinciales, como referencia de trabajo para la evaluación técnica del EIA y el control ambiental de estos proyectos.

En primer término, la Guía se concentra en la descripción general de las tecnologías de conversión de biomasa en energíatérmica y eléctrica. En segundo término, se identifican los principales aspectos ambientales asociados a estas actividades.

Se presenta, en forma breve, el marco normativo ambiental en el cual se asimilan actualmente estos proyectos. Se identifican faltantes normativos, y se sugieren algunos criterios técnicos para abordarlos, hasta tanto se disponga de normativa específica.

Asimismo, se describe la manipulación de materias primas en origen, el proceso en planta industrial, los subproductos y los residuos y efluentes generados.

Además, se abarcan los parámetros ambientales que se deben observar para la planificación y el desarrollo de distintos tipos de proyectos, teniendo en cuenta sus ciclos de vida típicos. Se ha considerado en cada caso la tecnología, la escala y la localización.

En función de estos parámetros básicos, se recomiendan algunos valores límite a modo de niveles guía. Además, se sugieren rangos generales para escalar los proyectos y estandarizar los requisitos por cumplimentar, tanto en la etapa de EIA como durante la operación del proyecto.

Para proyectos de conversión de biomasa sólida, se proponen tres escalas diferenciadoras al definir dos potencias de corte: 3 MW y 10 MW. Para biogás, las potencias de corte son 0,25 MW y 1 MW.

La zona de influencia del proyecto se estandariza en cuatro subzonas, definidas a partir de la distancia a la planta de conversión de biomasa. Las distancias límite se proponen en 0,5 km, 2 km y 5 km.

Se sugieren límites orientativos para la emisión de gases y partículas, discriminando entre las tecnologías de conversión más difundidas.

1. INTRODUCCIÓN

-
- 1.1 Antecedentes
 - 1.2 Objeto
 - 1.3 Alcances
 - 1.4 A quién está dirigida la Guía
 - 1.5 Limitaciones en el alcance de la Guía
 - 1.6 Organización de la Guía

Por medio de acciones gubernamentales, se comprobó que en la Argentina existe un gran potencial de recursos y residuos biomásicos disponibles y aprovechables para uso energético.

1.1 Antecedentes

Actualmente existe una imperiosa necesidad de impulsar políticas energéticas y ambientales que favorezcan el desarrollo de las energías renovables. A partir de distintas acciones gubernamentales, se comprobó que en la Argentina existe un gran potencial de recursos y residuos biomásicos disponibles y aprovechables para uso energético.

En este contexto, el Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa encomendó en el año 2015 y en el año 2017, al Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) de la Universidad de Buenos Aires (UBA), la realización de estudios para la identificación y el análisis de la normativa referida al aprovechamiento de la biomasa para generación de energía eléctrica y térmica en la Argentina.

Una de las conclusiones a las que se arribaron en los estudios de referencia fue que no existen, en general, normas ambientales específicas para la incorporación de biomasa o biogás como fuente de generación de energía térmica y eléctrica, lo que implica una fuerte incertidumbre. Asimismo,

la falta de una norma de presupuestos mínimos de evaluación de impacto ambiental hace que dicho procedimiento deba ser reglado mediante las normativas locales, lo que puede provocar eventuales conflictos capaces de llegar a la instancia judicial. La ausencia de una normativa específica dificulta conocer cuál es el camino crítico que deben recorrer los proyectos que se encuentran sujetos a evaluación por parte de las autoridades y cuáles son los requisitos que se deben cumplir para habilitar una planta con biomasa o biogás en nuestro país.

En el mismo sentido, el Proyecto ha detectado que (en gran medida) la falta de agilidad en el desarrollo y puesta en marcha de los proyectos bioenergéticos está vinculada a las excesivas demoras que actualmente conlleva la obtención de los permisos y aprobaciones en sus evaluaciones de impacto ambiental. También se ha identificado una gran disparidad en el pedido de requerimientos, dependiendo de la jurisdicción provincial en la cual se emplaza el proyecto. En cualquier caso, se busca viabilizar proyectos de bioenergía y una cuestión clave es

agilizar los trámites, sin desmedro de solicitar el cumplimiento de las condiciones que garanticen la sustentabilidad de los proyectos y la preservación del medio natural, social y cultural.

1.2 Objeto

El presente trabajo tiene por objeto la elaboración de una guía orientativa para la realización de los estudios de impacto ambiental y social (EIA) de proyectos bioenergéticos.

Esta guía pretende ser una contribución para que las autoridades provinciales y los desarrolladores de proyectos tengan un marco de referencia específico al momento de tramitar la licencia ambiental y social de un proyecto bioenergético, el cual resulta un aporte valioso y novedoso para nuestro país.

Para alcanzar el objetivo se siguen estos pasos:

- Se realiza un relevamiento de las buenas prácticas ambientales a nivel internacional.
- Se elabora la guía técnica con los parámetros ambientales que se deben observar para la planificación y el desarrollo de cada categoría de proyectos.
- Se considera en cada caso la tecnología, la escala y la localización.
- Se recomiendan valores límite en función de lo establecido para condiciones semejantes en países que han avanzado más en la incorporación de la bioenergía.

1.3 Alcances

La guía consiste en:

- Una descripción general de la tecnología de conversión de biomasa en energía térmica y eléctrica.
- La identificación de los principales aspectos ambientales asociados a la actividad de conversión de biomasa en energía, que deberían ser considerados en la planificación y el desarrollo de los proyectos.
- A partir de estas dos consideraciones, se pretende transmitir un conjunto de aspectos técnicos para ser considerados en la posterior evaluación de los potenciales impactos ambientales y sociales, y las eventuales medidas

de mitigación derivadas de la implementación y operación de tales proyectos.

Los aspectos recién citados están vinculados, en el desarrollo de un EIA, respectivamente con:

- La descripción del proyecto.
- La identificación de impactos del proyecto.

En el desarrollo de esta guía se trabajó, en términos generales, bajo la hipótesis de que el lector está familiarizado con el alcance de un EIA para proyectos de tipo industrial o energético.

Entonces, es importante destacar que este documento no constituye una guía metodológica para elaborar en forma completa los estudios de impacto ambiental y social de los proyectos de conversión de biomasa en energía. En su lugar, presenta y describe los temas específicos de este tipo de tecnologías, dejando momentáneamente de lado los componentes del proyecto que son comunes a actividades bien desarrolladas y estudiadas en el país.

En este sentido, tampoco se ahonda en las cuestiones genéricas que todo EIA debe contener.

1.3.1 Casos de estudio

Como marco general, el análisis se ha centrado en los proyectos de conversión de biomasa sólida y biogás en energía.

Si bien se describen los proyectos en términos lo más generales posibles, a lo largo de la Guía se hará mención a tres casos de especial interés por su potencial para la Argentina. Estos casos particulares serán citados como "casos de estudio", y son los siguientes:

1. Proyectos de biomasa seca basados en plantaciones dedicadas. (Caso de estudio 1).
2. Proyectos de biomasa seca basados en residuos de la cadena de la industria forestal. (Caso de estudio 2).
3. Proyectos de biogás que combinen efluentes residuales con silaje de maíz u otra materia orgánica que aumente el rendimiento. (Caso de estudio 3).

Esta guía abarca los parámetros ambientales que se deben observar para la planificación y el desarrollo de cada categoría de proyectos, teniendo

en cuenta sus ciclos de vida típicos. En cada caso, se ha considerado la tecnología, la escala y la localización. Asimismo, se recomiendan algunos valores límite a modo de niveles guía.

Este documento está orientado a los proyectos desde el punto de vista energético, ya sea térmico o eléctrico, por lo cual el énfasis está puesto en el proceso de conversión de la biomasa en energía. Esto incluye la manipulación de materias primas en origen, el proceso en planta industrial y los subproductos y residuos/efluentes generados. Por ello, y para presentar un panorama introductorio, en este documento se realizan algunas descripciones generales sobre las tecnologías típicas actualmente utilizadas en el proceso de conversión energética a partir de biomasa sólida y biogás de fermentación anaeróbica.

Como los temas que se desarrollan en la Guía son aquellos particulares de las actividades mencionadas, los relacionados con los impactos ambientales de las actividades tradicionales conexas no están tratados. En este sentido, la Guía no avanza acerca del origen y evaluación del impacto ambiental debido a las siguientes actividades, que escapan al alcance de este documento:

- Producción de biomasa desde la siembra hasta la cosecha, incluyendo los aspectos tradicionales relacionados con la agricultura y silvicultura.
- Generación de residuos ganaderos o efluentes residuales incorporados en la fermentación anaeróbica para la producción de biogás.
- Construcción de plantas industriales.
- Evacuación de energía eléctrica: estaciones transformadoras y líneas de media y alta tensión.
- Evacuación de energía térmica: ductos y redes.

Sin embargo, se tienen en cuenta las implicancias directas de los proyectos en estudio sobre estos componentes, como la aplicación de digestatos como fertilizantes para la producción de biomasa primaria, o el acondicionamiento y transporte de biomasa desde campo a planta, para citar un par de ejemplos.

Incluso ante presentaciones particulares o tecnologías novedosas en bioenergía, la Guía podría

ser insuficiente para establecer todos los alcances ambientales e impactos del proyecto, por lo cual requerirá consultar fuentes adicionales.

Entre las fuentes consideradas para la realización de la Guía, se tuvieron en cuenta los sistemas aplicados en otros países, donde la bioenergía ya está desarrollada en mayor escala y madurez. También se consultaron, para ciertos aspectos ambientales, documentos de referencia preparados por los organismos de crédito multilaterales.

1.4 A quién está dirigida la Guía

La presente guía está dirigida a:

- Los titulares de proyectos bioenergéticos, de modo de orientarlos en el cumplimiento de los requerimientos ambientales y sociales.
- Los organismos competentes, como referencia de trabajo para la evaluación técnica del EIA y el control ambiental de estos proyectos.

La Guía está redactada de una forma llana, aunque considerando que el lector posee conocimientos técnicos ambientales básicos. En este sentido, y en honor a la brevedad, se omiten la mayoría de las definiciones generales relacionadas con los aspectos ambientales. Del mismo modo, se tratan los parámetros ambientales típicos de esta actividad, los contaminantes y las tecnologías asociadas. Únicamente se realizan algunas descripciones básicas para ciertos componentes de la actividad de generación de energía con biomasa.

1.5 Limitaciones en el alcance de la Guía

Si bien la Argentina cuenta con normativa¹ que establece que toda obra o actividad susceptible de degradar el ambiente o afectar la calidad de vida de la población estará sujeta a un procedimiento de evaluación de impacto ambiental, no existe una ley nacional de presupuestos mínimos respecto de los parámetros y de la metodología que se debe aplicar para la realización de tales procedimientos.

Al presente, la tramitación ambiental de proyectos de inversión en la Argentina debe cumplimentar

¹Ley General del Ambiente 25675.

los procedimientos y exigencias establecidos por las leyes aplicables en cada jurisdicción. Los proyectos bioenergéticos no escapan a tal generalidad.

En este sentido, la presente guía no constituye una herramienta normativa, por lo que debe considerarse como un documento de carácter meramente orientativo, y los criterios y niveles guía en ella expuestos deberán ser tomados como valores solo de referencia.

Desde el punto de vista técnico, en esta guía se consideran situaciones generales. Por supuesto, un proyecto específico puede presentar características tecnológicas especiales, o estar asociado a un sitio particular, y, por lo tanto, su análisis ambiental puede contener elementos no incluidos aquí. A su vez, un proyecto específico puede no incluir todos los efectos que se presentan en este documento.

La presente Guía se orienta hacia los proyectos de una envergadura tal que requieren la preparación y presentación de un EIA. De esta manera, cuando se requiera una presentación cuya profundidad de análisis sea inferior a la de un EIA², se podrán extraer los elementos necesarios de la Guía, reduciendo el análisis según corresponda y descartando lo que haga falta.

El titular del proyecto será el responsable de presentarlo en detalle, y el equipo interdisciplinario a cargo del EIA tendrá como misión realizar el completo análisis de los impactos ambientales adaptando la Guía según corresponda. Así, no se descarta la posibilidad de que los lineamientos aquí expuestos deban extenderse. Como ayuda, se presentan referencias de consulta al final del documento.

Ante falta de información, se recomienda trabajar del lado de la seguridad ambiental, considerando el escenario más desfavorable para la evaluación.

Actualmente se está desarrollando normativa relativa a la autogeneración y la posibilidad de que pequeños generadores de renovables puedan inyectar energía eléctrica a la red. Este tipo de si-

tuaciones, para pequeños proyectos de bioenergía eléctrica, no está contemplado en esta primera versión de la Guía, en función de la falta de definiciones al respecto.

1.6 organización de la Guía

1.6.1 Distribución por capítulos

La Guía está formada por 12 capítulos, cuyo contenido principal es el siguiente:

En el Capítulo 2 se presenta, en líneas generales, la situación normativa actual en la Argentina, en relación con el camino crítico que debe seguir la presentación del proyecto hacia la obtención del permiso ambiental. No se trata de un compendio de leyes y regulaciones ambientales, sino de una forma rápida de visualización de hacia dónde se debe orientar la preparación del EIA para cumplir la normativa vigente.

En el Capítulo 3 se presentan los aspectos básicos de la biomasa y los beneficios ambientales generales de la bioenergía.

En los Capítulos 4 y 5 se describen los procesos de conversión energética a partir de biomasa sólida y biogás, respectivamente, incluyendo el tipo de plantas y tecnologías usuales.

Los Capítulos del 6 al 11 están dedicados a describir los principales impactos que pueden generar los proyectos bioenergéticos bajo análisis. Se presentan los rangos típicos para los parámetros más significativos, mediante la recopilación de antecedentes internacionales realizada, a los efectos de orientar al lector en las magnitudes esperables en función de los tipos de proyecto, su tecnología y su escala. Estos Capítulos distribuyen los impactos por áreas, según este esquema:

- Capítulo 6: emisiones gaseosas, gases de efecto invernadero (GEI) y olores.
- Capítulo 7: aguas superficiales y subterráneas.
- Capítulo 8: suelos.
- Capítulo 9: residuos.
- Capítulo 10: aspectos económicos, sociales y culturales.
- Capítulo 11: ruido, vibraciones, radiaciones no ionizantes, impacto visual y bosques nativos.

En el Capítulo 12 se presentan algunas recomendaciones para la elaboración del EIA. Para

² En algunas provincias, este tipo de presentación se denomina Descripción Ambiental de Proyecto (DAP) o Informe Ambiental de Proyecto (IAP), entre otras designaciones.

ello se han definido escalas para los proyectos de conversión de biomasa sólida y biogás en energía, según de su potencia instalada. También se parametrizan los proyectos en relación con su ubicación respecto de receptores críticos. Con estas dos variables, se definen algunos criterios orientativos sobre la profundidad que podrían alcanzar los aspectos técnicos que se evaluarán en el EIA, como así también ciertos límites de emisión y planes de monitoreo para la operación del proyecto bioenergético.

1.6.2 Identificación de los tres casos de estudio a través del documento

Con el objeto de presentar el material de la forma más sintética posible, se trabaja la temática de la generación de bioenergía en forma general, abarcando los diferentes tipos de proyectos en forma conjunta en todos aquellos aspectos de análisis ambiental que así lo permiten.

Para los aspectos ambientales particulares de los tres casos de estudio citados en el apartado 1.3.1, se realizan algunos desarrollos y comentarios específicos, muchas veces presentando el material en Capítulos/Secciones separadas. Así, cuando ellos están asociados a aspectos ambientales centrales de este tipo de proyectos (por ejemplo, las emisiones gaseosas), se desdobra la presentación siguiendo cada caso por separado (por ejemplo, emisiones gaseosas debidas a la combustión de biomasa sólida y de biogás).

2. SÍNTESIS DEL PROCEDIMIENTO NORMATIVO VIGENTE

-
- 2.1 Definiciones
 - 2.2 Proyectos en general
 - 2.3 Proyectos de generación eléctrica conectados al sistema interconectado nacional
 - 2.4 Proyectos de generación eléctrica no conectados al sistema interconectado nacional
 - 2.5 Organización del EIA de un proyecto de bioenergía

El alcance técnico de la presentación ambiental puede variar entre jurisdicciones, y dependiendo del tipo y de la envergadura del proyecto.

2.1 Definiciones

En este documento se toman en cuenta las siguientes definiciones y uso de nomenclatura:

Evaluación de impacto ambiental: procedimiento administrativo en el cual el proponente presenta un proyecto para ser analizado en sus implicancias ambientales por la autoridad jurisdiccional correspondiente y que, eventualmente, finaliza con la emisión de un permiso ambiental.

Estudio de impacto ambiental: informe técnico realizado por un grupo profesional interdisciplinario de especialistas en el cual se analizan, con metodologías con sustento científico, las implicancias ambientales de un proyecto en sus diferentes etapas de desarrollo. Este documento conforma el sustento técnico que el proponente presenta a la autoridad ambiental jurisdiccional en la evaluación de impacto ambiental.

EIA-EIAyS: en este informe se hará referencia al EIA cuando se trate del estudio de impacto ambiental. Indistintamente, cuando se haga referencia al EIA se estará considerando también el “estudio de impacto ambiental y social”.

2.2 Proyectos en general

Cada provincia tiene definido un procedimiento administrativo particular para la evaluación de impacto ambiental de nuevos proyectos o de ampliaciones de los existentes.

El alcance técnico de la presentación ambiental puede variar significativamente entre jurisdicciones, y dependiendo del tipo y envergadura del proyecto.

En términos generales, pueden existir tres situaciones básicas³:

1. Proyectos pequeños: que solo requieren una presentación administrativa básica, como una DAP.
2. Proyectos intermedios: para los que se solicita un IAP.
3. Proyectos grandes: para los que se solicita un EIA.

³ Para determinar el alcance típico de una DAP, un IAP o un EIA, ver por ejemplo los Decretos 185-09 y 1003-16, de la provincia de Chubut. La denominación y el alcance se modifican en cada provincia.

La calificación aquí adoptada de proyectos “pequeños”, “intermedios” y “grandes” es totalmente subjetiva, pero está conceptualmente relacionada con el nivel de impacto ambiental esperable para el proyecto en cuestión. Más adelante, se proponen ciertos indicadores para definir cuantitativamente estos rangos, teniendo en cuenta que los proyectos de bioenergía se presentan en muy amplias escalas (desde algunas decenas de kW a nivel residencial o de comunidades aisladas, hasta decenas e incluso cientos de MW para grandes plantas⁴).

La parametrización final dependerá de cada provincia, y deberá ser analizada para cada proyecto de bioenergía en particular.

Cuando el proyecto no esté explícitamente previsto entre las actividades por desarrollar en la provincia, se lo deberá adaptar. Para proyectos de generación de bioenergía eléctrica y de cogeneración, se podría asimilar a la generación eléctrica en centrales térmicas⁵. Para proyectos de generación de bioenergía térmica, a procesos industriales afines. Además, en ambos casos pueden existir componentes relativos a la agricultura, la ganadería o la silvicultura.

Por lo expuesto, se recomienda realizar una evaluación previa del proyecto con la autoridad ambiental correspondiente, a los efectos de encuadrar el proyecto de acuerdo con los requisitos específicos de la jurisdicción en cuestión.

En este trabajo se presentarán algunos criterios para calificar la envergadura del proyecto en relación con sus implicancias ambientales. No obstante, la Guía se orienta hacia los proyectos de una envergadura tal que requieren la preparación y presentación de un EIA. De esta manera, cuando se requiera presentar una DIA, se podrán extraer los elementos necesarios de la Guía, sin necesidad de profundizarlos, como en el caso de un EIA, y descartando los que no son necesarios.

⁴ Ironbridge, en el Reino Unido, tiene una capacidad de 740 MW, generados con pellets de madera.

⁵ Y, de corresponder, transformación, transporte o distribución de energía eléctrica.

2.3 Proyectos de generación eléctrica conectados al Sistema Interconectado Nacional

Cuando se trata de un proyecto que resultará en la inclusión de un nuevo agente que solicite actuar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), inyectando la energía eléctrica generada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación (SE) exige presentar la evaluación de impacto ambiental junto con el pedido de habilitación como agente del MEM, ya sea como generador, autogenerador o cogenerador⁶.

Se deberá indicar si la documentación de impacto ambiental que se debe presentar (usualmente un EIA) corresponde a la etapa de factibilidad o a la de proyecto ejecutivo, y seguirá los lineamientos metodológicos indicados en los manuales de gestión ambiental correspondientes⁷. Cuando se trate de una ampliación de instalaciones, el EIA deberá presentarse en el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), siguiendo la misma metodología.

Los manuales citados se aplican en tres casos particulares:

1. Centrales térmicas convencionales para generación de energía eléctrica.
2. Obras hidráulicas con aprovechamiento energético.
3. Sistemas de transporte eléctrico de extra alta tensión.

Como puede verse, ninguno de ellos corresponde al tipo de proyectos bioenergéticos específicos tratados aquí, aunque algunos aspectos de las centrales térmicas pueden tener un buen correlato con estos. Entonces, si bien se recomienda consultar estos manuales en forma genérica para proyectos de biomasa, resulta necesario extender su alcance para abarcar las especificidades de la

⁶ Para más información, visitar: <https://www.argentina.gob.ar/energia/energia-electrica/estadisticas/gestion-ambiental/requerimientos-ambientales-para-ingreso-al-mercado-electrico-mayorista-mem>

⁷ Para más información, visitar: <https://www.argentina.gob.ar/energia/energia-electrica/estadisticas/gestion-ambiental/manuales-de-gestion-ambiental>

energía basada en biomasa, según se presenta más adelante en este documento.

En cualquier caso, el proyecto deberá presentarse en la jurisdicción competente, ante las autoridades ambientales provinciales y, de corresponder, municipales, según lo indicado en la sección previa.

Los proyectos del programa RenovAr siguen este camino y, debido a su envergadura, requieren la preparación y presentación de un EIA a nivel provincial, y la obtención del permiso ambiental respectivo para la prosecución del proyecto dentro del programa.

Cuando se solicita garantía del Banco Mundial, se deben incluir los aspectos considerados en las guías elaboradas a partir de los requerimientos de la Corporación Financiera Internacional (MEyM, 2017).

2.4 Proyectos de generación eléctrica no conectados al Sistema Interconectado Nacional

Cuando se trata de un proyecto de energía eléctrica o cogeneración que no inyectará energía al SIN, las presentaciones a la SE y ENRE no son requeridas, y únicamente se deben cumplimentar los procedimientos locales vigentes (provincial y, de corresponder, municipal) que fueron citados anteriormente en términos generales.

2.5 Organización del EIA de un proyecto de bioenergía

Ante la presente situación regulatoria, en la preparación de la documentación técnica con el análisis de los impactos ambientales de un proyecto de bioenergía, se deberán seguir el alcance mínimo y el ordenamiento definidos en la normativa local por cumplimentar.

Algunas provincias han establecido el alcance de los DAP, IAP y EIA a través de un índice orientativo. Para proyectos conectados al SIN, se recomienda extender/adaptar el índice local, para cubrir los lineamientos previstos por la SE o el ENRE.

En el caso de que tal ordenamiento no esté aún establecido, esta guía proporciona un primer esquema orientativo en el Capítulo 12, y se pueden consultar los documentos citados en la Bibliografía, al final de este documento, para ajustarlo a las particularidades del proyecto en cuestión.

Como ya se mencionó en el Capítulo 1, este documento está orientado a presentar y describir los principales aspectos ambientales específicos de los proyectos de conversión de biomasa sólida y biogás en energía, de forma de orientar en la preparación de un EIA, pero no se trata de una guía metodológica para realizarlo, tema que excede los alcances de la guía.

3. GENERALIDADES DE LOS PROYECTOS BIOENERGÉTICOS

-
- 3.1 Conceptos generales
 - 3.2 Uso energético de la biomasa
 - 3.3 Beneficios ambientales de la bioenergía

En los proyectos bioenergéticos se convierte la energía química contenida en la biomasa en otra forma energética deseable.

3.1 Conceptos generales

Se llama biomasa a la materia orgánica renovable de origen vegetal o animal o procedente de su transformación. Entran en esta categoría la materia orgánica derivada de plantas que no se hayan fosilizado, la leña, los residuos forestales, agropecuarios y la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos. Algunos efluentes y residuos industriales también se consideran como biomasa.

La biomasa se produce como consecuencia de la fotosíntesis, que almacena a corto plazo la energía solar en forma de carbono.

La biomasa puede clasificarse, de acuerdo con su origen y contenido de humedad, en cuatro categorías (Gráfico 1):

1. Biomasa natural: es la que se encuentra en la naturaleza sin ningún tipo de intervención humana. Los recursos generados por los desechos naturales de un bosque constituyen un ejemplo de este tipo de biomasa.
2. Biomasa residual seca: incluye los subproductos de las actividades agrícolas y ganaderas, las forestales y de los procesos de las industrias agroalimentarias y de transformación de la madera. Algunos ejemplos de este tipo de

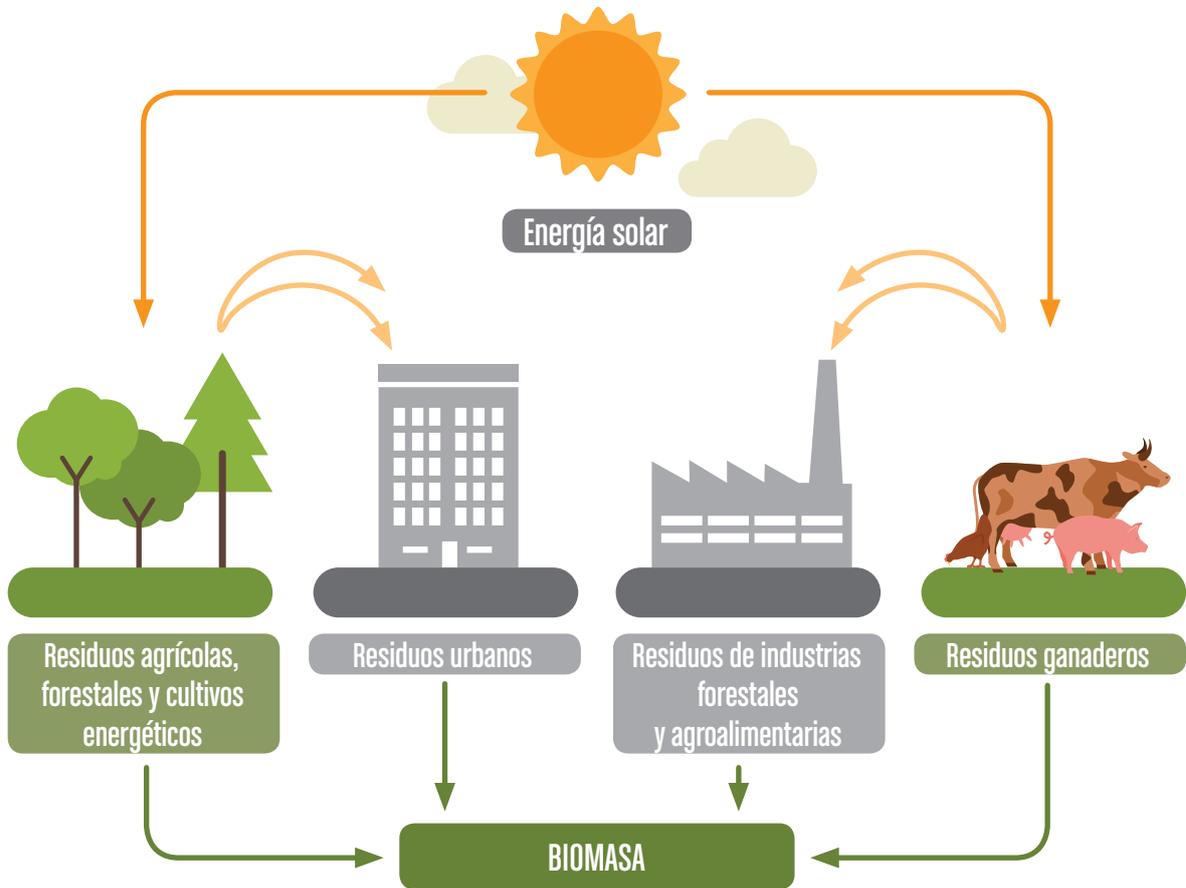
biomasa son el estiércol, la paja, la madera de podas y raleos, el aserrín, los residuos sólidos urbanos secos.

3. Biomasa residual húmeda: son los vertidos denominados biodegradables, como las aguas residuales urbanas e industriales, los residuos sólidos urbanos húmedos y los residuos ganaderos, principalmente, purines. En general, se considera esta categoría cuando el contenido de humedad supera el 60%.
4. Cultivos energéticos: se realizan con la finalidad de producir biomasa para energía. Se encuentran en este grupo las plantaciones dedicadas a la producción de biocombustibles. Los cultivos energéticos pueden, a su vez, clasificarse en dos categorías:
 - De primera generación: corresponden a cultivos que, además de tener fines energéticos, son del tipo alimentario.
 - De segunda generación: no tienen fines alimentarios y corresponden a cultivos lignocelulósicos de especies leñosas y herbáceas, y cultivos de especies no comestibles.

3.2 Uso energético de la biomasa

Los proyectos bioenergéticos son aquellos en los cuales se convierte la energía química contenida

Gráfico 1. Fuentes de generación de biomasa



Fuente: misionesonline.net (2017).

en la biomasa en otra forma energética deseable. Para este trabajo, resultan de interés dos tipos de conversiones⁸:

- en energía eléctrica,
- en energía térmica.

La conversión hacia ambos tipos de energía, en la mayoría de los casos, se alcanza mediante una reacción de combustión, pudiendo ser también a través de procesos termoquímicos o biológicos. A partir de ella, finalmente se entrega calor al medio,

el cual es captado por distintos sistemas y llevado a la forma energética deseada.

En la reacción de combustión, el comburente es el aire ambiente, mientras que el combustible se origina en la biomasa y adopta la forma de biomasa sólida o biogás, que son fuente de los casos de interés incluidos dentro del presente documento.

En la biomasa sólida, se realiza una combustión directa. En el segundo, se realiza un acondicionamiento de la biomasa, mediante un proceso de fermentación para producir un biogás, el cual luego se combustiona.

Dado que ambos procedimientos se llevan a cabo en instalaciones diferentes y dan lugar a dis-

⁸ Ya sea por separado, en diferentes proyectos, o en conjunto, en las mismas instalaciones (cogeneración).

tintos tipos de impactos ambientales, a lo largo de este trabajo, con frecuencia, se hará una discriminación entre ellos. Los detalles de los procesos relacionados con ambos procedimientos se presentan en los dos capítulos siguientes, y en el Cuadro 1, el origen usual de la biomasa utilizada en ellos.

3.3 Beneficios ambientales de la bioenergía

3.3.1 Aspectos globales

Posiblemente la principal ventaja ambiental del uso de biomasa sea su carácter sustituto de los combustibles fósiles, con balance neutro de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y las consecuentes reducciones de emisiones de GEI.

Cuadro 1. Fuentes de biomasa para generación de energía, según combustible

Combustible	Origen de la biomasa
Biomasa sólida	Residuos de la industria forestal (cortezas, aserrín, virutas, residuos de poda, raleo y corta final, etc.)*
	Madera natural y usada.
	Residuos agrícolas (paja, marlos de choclo, carozos de frutas, etc.).
	Residuos sólidos orgánicos.
	Cultivos de segunda generación (plantaciones dedicadas)**
Biogás	Residuos del sector ganadero (estiércol, purines, etc.)***
	Residuos agrícolas (paja, rastrojos, etc.).
	Cultivos energéticos (maíz, soja, etc.)***
	Toda clase de biomasa húmeda (efluentes orgánicos, aguas residuales domiciliarias).
	Toda clase de biomasa seca (lodos de plantas de tratamiento de agua, grasas, residuos de matadero).
	Biogás de rellenos sanitarios.

* Corresponde al caso de estudio de biomasa seca basada en residuos de la cadena de la industria forestal.

** Corresponde al caso de estudio de biomasa seca basada en plantaciones dedicadas.

*** Corresponde al caso de estudio de biogás que combine efluentes residuales con silaje de maíz u otra materia orgánica que aumente el rendimiento.

Fuente: Adaptado de CNE y GTZ (2007).

En la combustión de combustibles fósiles se desprende CO_2 a partir de carbono (C) que, de otro modo, hubiera permanecido atrapado en la corteza terrestre. En cambio, en la combustión de biomasa sólida, el CO_2 liberado es compensado por el que fue capturado durante el crecimiento de la biomasa. Para asegurar la sustentabilidad de la producción de energía con biomasa, se necesita crecimiento de nuevo material biomasa que se planta como reemplazo del extraído (Gráfico 2).

Si bien la biomasa se puede identificar como “carbono neutral”, existen trabajos publicados sobre los alcances de su neutralidad. Algunos autores, como Zanchi *et al.* (2011), sostienen que la capacidad de reducción de GEI de la biomasa varía bastante dependiendo de la fuente de biomasa y del horizonte temporal estudiado, mientras que Johnson (2009) sugiere que la biomasa como combustible no siempre es carbono neutral, incluso pudiendo superar en algunos casos las emisiones de C respecto de los fósiles. No obstante, aun entre estos autores, hay un consenso general sobre la necesidad de mayor investigación al respecto hasta obtener conclusiones definitivas. En este sentido, el análisis de diversas fuentes de bioenergía concluyó

que, en el aspecto global, representa una significativa reducción de GEI frente a la alternativa de uso de combustibles fósiles (Cherubini y Stromman, 2011).

En particular, cuando se usa la biomasa para generación eléctrica, se suele lograr una reducción neta de GEI muy superior a la del uso de biocombustibles líquidos.

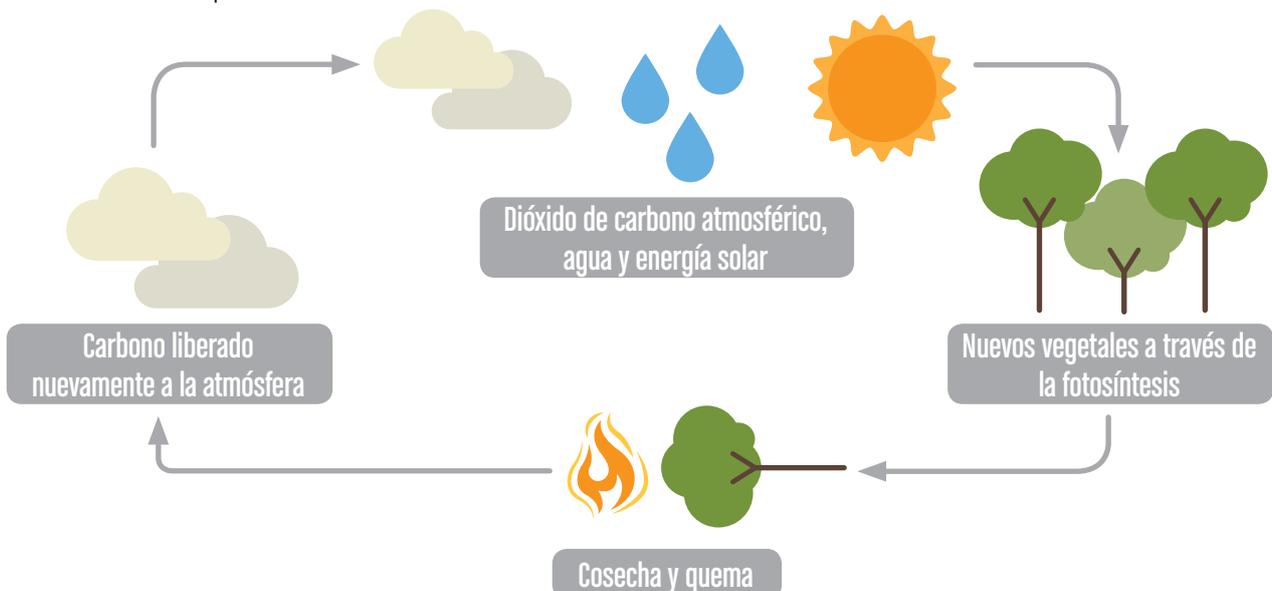
Además, el uso energético de la biomasa presenta un menor impacto ambiental que el de combustibles fósiles, básicamente por la menor emisión de contaminantes y externalidades ambientales en el análisis del ciclo de vida. Esto es particularmente destacable en el caso de combustión de biogás, que incluso evita la emisión de material particulado.

Entre los aspectos ambientales globales se pueden considerar también aquellos asociados a los principales marcos normativos internacionales, según se desarrolla a continuación.

3.3.2 Bosques

Desde la celebración de la Cumbre de la Tierra en Río de Janeiro, en 1992, se han desarrollado diversos acuerdos hasta la creación, en 2001, del Foro Permanente de las Naciones Unidas sobre

Gráfico 2. Esquema del ciclo cerrado del carbono en la combustión de biomasa sólida



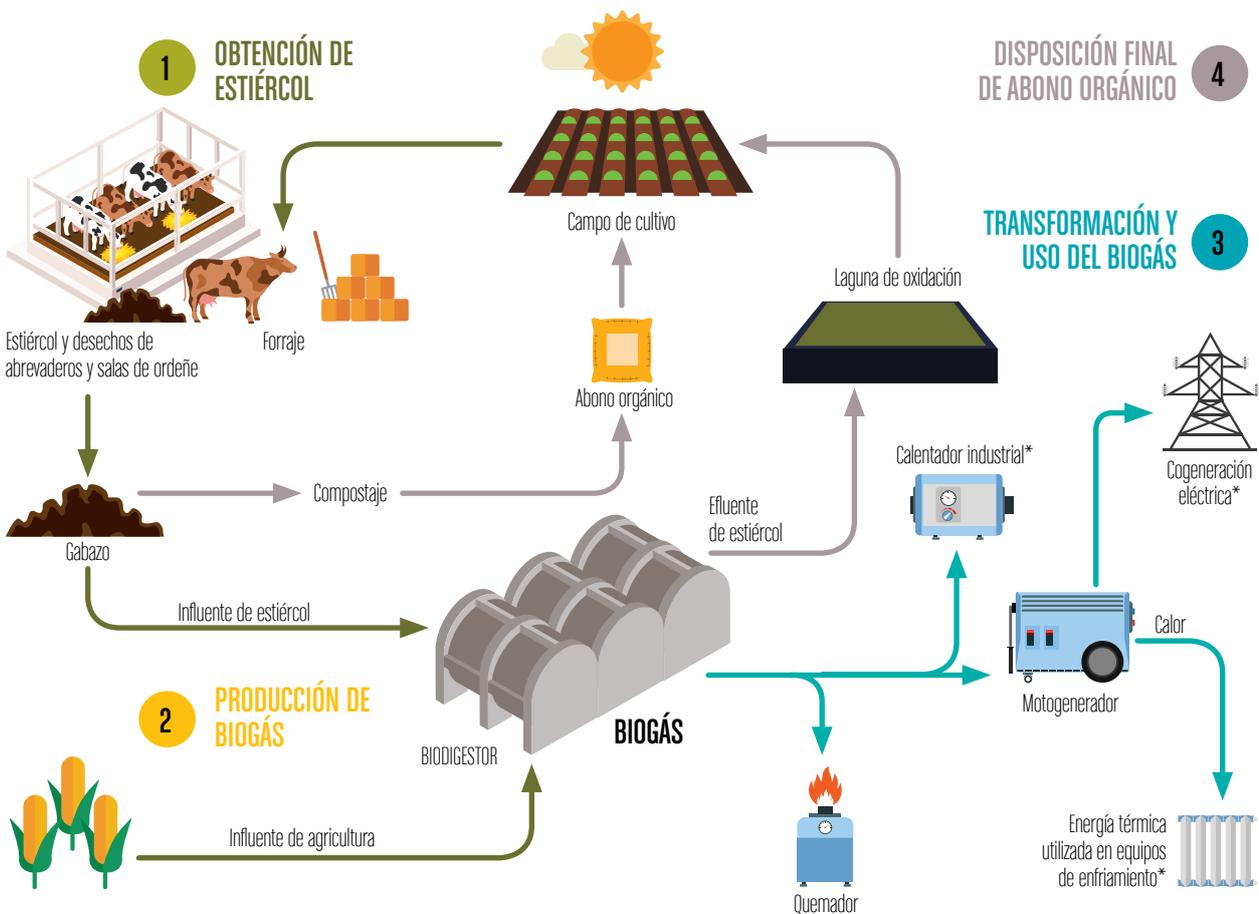
Fuente: IRBEA (2016).

bosques. Según la FAO, la falta de acuerdos vinculantes durante los primeros años de este siglo produjo que se mantuviera el ritmo de destrucción de bosques naturales, estimado en 16 millones de hectáreas al año. Cuando se trate de biomasa proveniente de bosques, en la evaluación se deberá especificar la condición histórica y actual del sitio de extracción. Por supuesto, se analizará su vinculación con zonas protegidas, al nivel jurisdiccional que fuera necesario, y la existencia de especies amenazadas o protegidas. Esta evaluación requiere ser realizada por un especialista en la materia.

En Suecia, se acepta que las partes de los árboles no utilizados por la industria maderera tienen un impacto pequeño sobre el ecosistema del bosque. No obstante, se cuenta con normativa para proteger zonas de hábitats especiales (colinas, barrancos, bordes de agua, etc.) e, incluso, mantener los árboles caídos para propiciar el proceso de descomposición.

Por su parte, Finlandia cuenta con las centrales térmicas y eléctricas de mayor envergadura dedicadas a la gestión de la biomasa forestal para la generación de energía. En ese país se considera que el uso de subproductos y residuos forestales con-

Gráfico 3. Esquema de ciclo cerrado del carbono en un sistema de producción de biogás con biomasa de agricultura y residuos animales



* Ejemplos de uso del biogás.

Fuente: Elaborado a partir de Universidad Autónoma de Coahuila (2017).

tribuye a la protección ambiental, y el principal motivo es a partir de las reducciones de GEI.

3.3.3 Cambio climático

El Acuerdo de París establece el objetivo global de mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático.

En cuanto al protocolo de Kioto, debe tenerse presente que la combustión de biomasa supone un efecto global nulo a largo plazo, por permitir un ciclo circular del C. Es decir, no implica aumento de las emisiones de GEI. Desde hace tiempo se considera que la energía empleada en la producción de biomasa es del orden del 3% de la energía generada (Estrada de Luis *et al.*, 2006).

Por ejemplo, la Unión Europea promueve, como medio para cumplir las metas del protocolo de Kioto que ha suscripto, el uso de la cogeneración o producción combinada de calor y electricidad. En Europa, se han realizado evaluaciones integrales sobre la sustentabilidad y promoción de las bioenergías, considerando sus objetivos y compromisos con el Acuerdo de París.

Alemania, a través de su plan nacional de acción de biomasa, promueve principalmente mitigar el cambio climático y asegurar la cadena de suministros y energías sustentables (Federal Ministry of Food, Agriculture and Consumer Protection and Federal Ministry of Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, 2009). Entre los criterios ambientales aplicados en el plan se pueden citar:

- Reducción de GEI.
- Conservación de la biodiversidad, fertilidad de suelos, y prevención de la contaminación del aire y del agua.
- Protección de paisajes valiosos.
- Contribución al empleo y creación de valor, especialmente en áreas rurales.

En España se busca que el aprovechamiento tenga un balance energético positivo, con emisiones netas de C nulas o negativas y que los

procesos de conversión de biomasa no generen emisiones tóxicas.

En el caso de biomasa gasificada de residuos forestales o de cultivos, se pueden alcanzar cocientes entre energía consumida en producción y energía producida de 1:30 en el caso térmico y de 1:16 en el caso eléctrico (NREL, 1997). Esto hace que este tipo de proyectos presenten índices de reducción de GEI muy superiores a los de la producción de biocombustibles (con cocientes 1:3 y 1:4, respectivamente).

A pesar de que el crecimiento de biomasa absorbe la misma cantidad de C que luego es liberado en el proceso de combustión, hoy se entiende que algunas fuentes de biomasa están asociadas a emisiones significativas de GEI (Klugmann-Radziemska, 2014).

En este sentido, en la evaluación del balance de emisiones se deben considerar no solo las directas, debidas al C capturado y emitido por la biomasa, sino también las indirectas, producidas en el cultivo, cosecha, procesamiento y transporte de biomasa para usos energéticos. Estas emisiones de ciclo de vida deberían ser consideradas en el EIA al evaluar el balance de emisiones de GEI.

De esta manera, se puede identificar a la biomasa como un combustible bajo en C más que C neutral. En términos generales, esto no invalida sus características de reducir las emisiones globales de GEI, como lo pone de manifiesto el Cuadro 2, que compara el ciclo de vida de emisiones de CO₂ para combustibles incluyendo biomasa y fósiles⁹.

3.3.4 Producción agrícola

En la Cumbre Mundial de la Alimentación de Roma, en 2002, se planteó la necesidad de modificar el paradigma de producción agrícola, por considerarlo excesivamente industrializado y dependiente de productos químicos. La agricultura industrial contribuye a algunos de los problemas ambientales más notorios a nivel mundial, como el efecto invernadero y la dispersión de sustancias tóxicas en el medio ambiente, especialmente nitratos, fosfatos y pesticidas con impacto en aguas superficiales.

⁹ Para generación eléctrica con biogás se tienen emisiones del orden de 300 kg CO₂/MWh.

Cuadro 2. Comparación del ciclo de vida de emisiones de CO₂ para combustibles biomasa y fósiles. Caso de calefacción

Combustible	kg CO ₂ /MWh
Biomasa sólida*	10-23
Gas natural	263-302
Líquido derivado de petróleo	338-369

* Chips de madera.

Fuente: World Energy Council (2004).

Una de las formas de mejorar la situación es a través del empleo de materia orgánica como enmienda, fertilizante natural o controlador de enfermedades, lo cual se puede lograr por intermedio de la aplicación controlada de los digestatos, que surgen como subproductos de la generación de biogás. Adicionalmente, el uso adecuado de fertilizantes como el digestato puede reducir las emisiones de GEI en comparación con el uso de químicos sintetizados.

En España, se propone que una fracción de los residuos y subproductos agrícolas sea destinada a abono y recuperación de nutrientes en los suelos que lo requieran.

3.3.5 Cultivos energéticos

La utilización de cultivos energéticos se basa en orientar la producción agrícola hacia el desarrollo sostenible. Se trata de impulsar la economía basada en productos de origen biológico, renovable y reciclable, que aseguran mejoras ambientales y de salud.

En la década del 2000 ya existían en Suecia y Dinamarca plantaciones dedicadas (*Salix sp.* y paja de cereal) con potencias de generación eléctrica de 1 a 15 MW, aunque la expansión estaba limitada por las políticas de subvención europeas (Estrada de Luis *et al.*, 2006).

Las especies dedicadas a la producción energética con biomasa sólida son del tipo herbáceo o le-

ñoso. En el caso de generación de biogás se suele utilizar silaje de maíz o sorgo o algún tipo lignocelulósico que aumente el rendimiento.

No obstante, se deberá considerar en el EIA que puede haber diferencias respecto del cultivo tradicional para fines alimentarios. Se citan algunas cuestiones para contemplar desde el punto de vista del impacto ambiental subyacente:

- Alto nivel de producción de biomasa con bajo costo de producción.
- Posibilidad de desarrollo en tierras marginales.
- Competencia en el uso de maquinaria agrícola (se utiliza la misma que en cultivos tradicionales).
- Balance energético: energía neta resultante del biocombustible obtenido versus la gastada en el cultivo y su aprovechamiento industrial, incluyendo la logística desde campo hasta planta.
- Rotación con cultivos tradicionales.

De esta manera, se puede realizar un análisis del balance medioambiental que resulta del cultivo energético versus la situación de base (ya sea campos incultos o cultivos tradicionales).

Entre los cultivos para la producción de biocombustibles sólidos para aprovechamiento energético (térmico o eléctrico) se cuentan también los ligoce-lulósicos. Se ha sugerido que las especies leñosas de rápido crecimiento y las perennes de alta producción podrían dar mejores balances ambientales, aunque existe un cierto rechazo por parte de agricultores por la recuperación futura de tierras para usos tradicionales (Estrada de Luis *et al.*, 2006).

Al momento de evaluar el impacto de las plantaciones dedicadas, se deberá considerar el eventual requerimiento diferencial de agua respecto de las plantaciones tradicionales.

3.3.6 Beneficios ambientales en proyectos de biomasa sólida y biogás

En el trabajo de Stupak *et al.* (2007) se presenta una síntesis de las ventajas y desventajas comparativas en el uso de la biomasa sólida forestal respecto de los combustibles fósiles, destacándose la carbono-neutralidad y sustentabilidad del proceso.

En un proyecto internacional en Europa (BioEnA-rea, 2013), se consultó a los propios desarrolladores

sobre los beneficios ambientales de sus proyectos de bioenergía. En el caso de combustión de biomasa, el Cuadro 3 sintetiza las respuestas obtenidas.

Con respecto a los proyectos de biogás, se destacan como beneficios ambientales la reducción de emisiones de GEI, el poder desarrollar establecimientos descentralizados de producción de energía, la producción de fertilizantes e, incluso, la reducción de malos olores producidos en los procesos de descomposición descontrolada (por ejemplo, de *feed-lots*, cuando los desechos ganaderos se recuperan para la digestión anaeróbica en la planta de biogás).

3.3.7 Síntesis de beneficios ambientales en el uso de biomasa sólida

A modo de síntesis, se citan algunos beneficios ambientales generales que podrían aplicar en proyectos de biomasa sólida para la generación de energía térmica y energía eléctrica:

- Alternativa sustentable a los combustibles fósiles, con reducción de emisiones de GEI.
- Posibilidad de almacenar la biomasa en momentos de baja demanda, y utilizarla cuando sea requerida.
- Generación de calor de alta temperatura, difícil de producir con otras fuentes de bajo contenido de carbono.
- Aumento de la seguridad energética, debido a su alto potencial energético.
- Permite explotar subproductos agrícolas, forestales (y residuos municipales y comerciales), con un menor impacto atmosférico en relación con la combustión de combustibles fósiles.
- El subproducto de la combustión en forma de cenizas presenta algunos usos, y eventualmente reduce sensiblemente el volumen en los rellenos de disposición final.
- La tecnología de combustión de biomasa sólida es fácilmente escalable, por lo que permite explotar las fuentes aisladas de biomasa, con beneficios económicos para comunidades dispersas o aisladas.
- Revalorización de pequeños emprendimientos forestales.
- Mejoras económicas mediante la creación y desarrollo de cadenas de valor.

- Mejoras sociales, creación de empleo.
- Reducción de riesgo de incendio forestal.

3.3.8 Síntesis de los beneficios ambientales en el uso del biogás

De la misma forma, se citan posibles beneficios ambientales generales que podrían aplicar en proyectos de biogás para la generación de energía:

- Alternativa sustentable a los combustibles fósiles, con reducción de emisiones de GEI.
- Aumento de la seguridad energética, debido a su alto potencial energético.
- Permite explotar subproductos agroganaderos (y residuos municipales), con un menor impacto atmosférico en relación con la combustión de biomasa.
- El subproducto de la digestión anaeróbica es un material de valor en agricultura (fertilizante).
- La tecnología del biogás es fácilmente escalable, por lo que permite explotar las fuentes aisladas de biomasa, con beneficios económicos para comunidades dispersas o aisladas.
- El biogás se puede mejorar y obtener biometano, para aplicarlo como combustible vehicular o para inyectar a la red de gas natural.
- Liberación de terrenos ocupados por residuos utilizados en la biodigestión.
- Mejoras económicas mediante la creación y desarrollo de cadenas de valor.
- Mejoras sociales, creación de empleo.
- Reducción de riesgo de incendio forestal.
- Reducción de olores y de moscas en la zona de tratamiento de efluentes o residuos.

Cuadro 3. Ejemplos de buenas prácticas en Europa (España, Grecia, Italia, Irlanda, Suecia, Estonia)

Tipo	Caso	Beneficios ambientales
Biogás	Planta de codigestión anaeróbica para la obtención de biogás y digestato a partir de residuos ganaderos y agroindustriales.	Disponibilidad de suficiente cantidad de residuos agroganaderos en un entorno próximo, donde suponían un problema medioambiental.
Biomasa	Red de calefacción urbana y otras iniciativas para fomentar el aprovechamiento de la biomasa forestal.	Disponibilidad de recursos forestales en un entorno cercano y tradición en el uso de leña como biocombustible.
Biomasa	Prácticas de cocombustión con biomasa forestal residual.	Disponibilidad de recursos forestales en un entorno cercano y creación de empleo durante la fase de obtención de la biomasa.
Biomasa	Sistema de producción de energía térmica.	Sustitución de carbón y reducción de emisiones.
Biomasa	Aprovechamiento de restos de viñedo y de uva para energía térmica en una bodega de vino.	Uso de recursos propios, reducción de emisiones por logística.
Biomasa	Planta de generación de electricidad mediante combustión de biomasa.	Apoyo a la gestión ordenada de residuos agrícolas en la zona. Nueva actividad rural, complementaria a otras ya tradicionales.
Biomasa	Minired de calefacción urbana de aprovechamiento mixto con biomasa.	Reemplazo de combustibles fósiles y depósitos de líquidos peligrosos.
Biomasa	Cultivo de cardo para cocombustión.	Potenciación de economía rural local.
Biomasa	Aprovechamiento de la biomasa obtenida de los tocones y podas de manzanos para alimentar una caldera.	Utilización de recursos energéticos locales.
Biomasa	Instalación de calefacción con biomasa forestal en emprendimiento turístico.	Reemplazo de combustibles externos por recursos locales.
Biogás	Digestión anaeróbica en granja.	Disponibilidad de suficiente cantidad de residuos agroganaderos en un entorno próximo, donde suponían un problema medioambiental.
Biomasa	Aprovechamiento de las cenizas de la combustión de biomasa forestal como aporte de nutrientes al monte.	Se comprueba que la energía consumida para extraer y distribuir el biocombustible de los bosques es muy pequeña, menos de 5% de la energía contenida en él.
Biomasa	Sistema de suministro de biocombustibles forestales para las plantas de cogeneración de una comarca.	Creación de actividad económica y una red de suministro.
Biomasa	Planta de cogeneración centralizada de grandes dimensiones con biomasa forestal.	Existencia de una industria forestal-maderera bien desarrollada, lo que puede asegurar el abastecimiento de la fuente de energía primaria.
Biomasa	Sistema de calefacción centralizado.	Reemplazo de gasoil como fuente de energía.

Fuente: BioEnArea (2013).

4. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON BIOMASA SÓLIDA

- 
-
- 4.1 Producción de biomasa sólida como combustible
 - 4.2 Conversión de biomasa sólida por combustión
 - 4.3 Equipos para la combustión de biomasa sólida
 - 4.4 Conversión de biomasa sólida por gasificación
 - 4.5 Cogeneración
 - 4.6 Desarrollo de la biomasa sólida en otros países
 - 4.7 Plantas de operación en la Argentina

Con el propósito de mejorar la calidad de la biomasa utilizada con fines energéticos, es posible incrementar su densidad, transformándola en briquetas o pellets.

En este capítulo se describen brevemente los procesos asociados con la obtención de la biomasa sólida como combustible y su conversión para generación de energía. Se presentan diferentes tecnologías, y se hacen menciones particulares a los casos de estudio 1 y 2:

1. biomasa seca basada en plantaciones dedicadas;
2. biomasa seca basada en residuos de la cadena foresto-industrial.

4.1 Producción de biomasa sólida como combustible

4.1.1 Producción de biomasa sólida

El proceso de conversión de biomasa sólida en bioenergía comienza con la obtención de la biomasa y su acondicionamiento.

El origen de la biomasa seca podría ser cualquiera de los presentados en el Capítulo 3. No se incluye aquí la descripción del proceso productivo primario de los componentes de agricultura y silvicultura para el crecimiento de plantas.

4.1.2 Acondicionamiento y chipeado

Una vez obtenida la biomasa, existen varias tecnologías que modifican las características de la biomasa, a fin de que se pueda aprovechar mejor el recurso, logrando homogeneidad en sus parámetros y un mejor manejo.

Los procesos de modificación, por lo general, son pretratamientos físicos e incluyen el chipeo, la trituración y molienda, el secado y la densificación.

En el caso de los residuos leñosos forestales de la tala, un primer acondicionamiento se puede ejecutar en campo, reduciendo el volumen con trituradoras o chipeadoras móviles, para luego trasladar el material a planta. Un procedimiento como este se aplica también a escala urbana, con las podas de árboles, recuperando la biomasa para usos posteriores. En estos casos se requiere transporte en camiones desde el lugar de recogida hasta planta.

Ya en planta, la biomasa es almacenada en un depósito de alimentación, usualmente un lugar cerrado habilitado específicamente para esos fines.

Seguidamente, se maneja la granulometría del combustible en función de la tecnología de conversión de energía que será utilizada, lo que corresponde a trozar/picar/astillar la biomasa sólida. Aquí se usan equipos fijos para obtener pequeños trozos de madera, a partir de un proceso de trituración mecánica.

Los chips de madera tienen tamaño característico variable, usualmente en el rango entre 30 y 100 mm. Su humedad suele ubicarse entre el 30 y el 60%, dependiendo del origen (menores para residuos de aserraderos y mayores para poda y tala

directa). La densidad a granel es relativamente baja, del orden de 150 a 250 kg/m³.

Para mejorar el rendimiento en la etapa de conversión (térmica), resulta conveniente que el material con granulometría ya uniformizada sea tratado mediante un proceso de secado. El equipo que se utiliza principalmente en este proceso es un secador rotatorio, con aire caliente o vapor seco. Para biomasa de pequeño tamaño, por lo general, se usan secadores de transporte neumático.

También este proceso puede realizarse en forma natural, lo que evita el uso de energía en equipos, pero requiere, usualmente, grandes superficies de almacenamiento, debido al mayor tiempo necesario para eliminar la humedad de la biomasa.

4.1.3 Procesos de obtención de pellets y briquetas

Con el propósito de mejorar la calidad de la biomasa utilizada con fines energéticos, es posible incrementar su densidad, transformándola en briquetas o pellets. Las briquetas son pequeños cilindros cuyo tamaño está en un rango de 50 a 130 mm de diámetro y una longitud de 30 a 50 mm con una densidad de 1 000 a 1 300 kg/m³. Los pellets son similares a las briquetas, pero de tamaño menor.

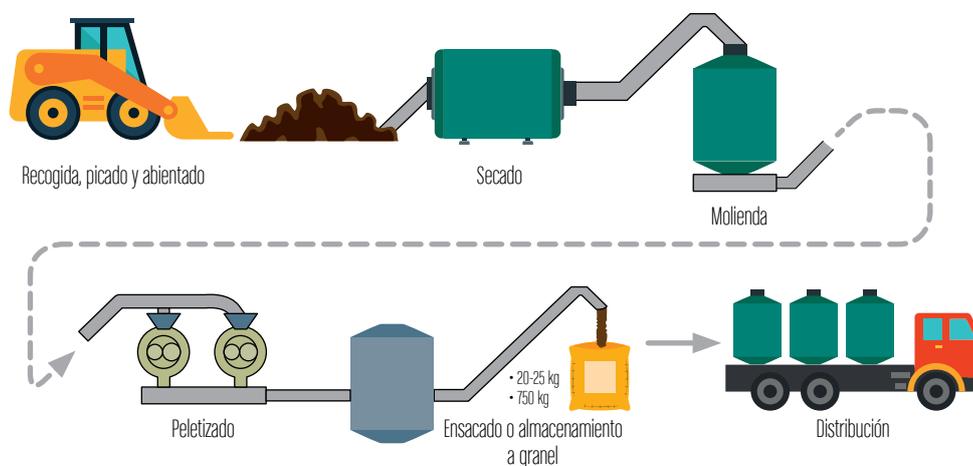
Estos elementos pueden manejarse con mayor facilidad y requieren menos espacio de almace-

namiento. En algunas regiones, como en Europa, tienen actualmente una amplia difusión, tanto a pequeña escala para uso domiciliario, como a gran escala en centrales de generación de bioenergía.

Los pellets se fabrican a partir de materias primas como residuos o subproductos agroforestales, troncos de pino u otras especies aptas y los residuos de la industria maderera (Gráfico 4). Las operaciones para la obtención de pellets son:

- Molienda: permite uniformar el tamaño de partículas.
- Control de humedad: resulta indispensable reducir la humedad a valores inferiores al 15%; esto se realiza mediante el uso de aire caliente.
- Extrusión: es el proceso específico para la obtención del pellet. El material se introduce en un equipo de extrusión que lo comprime y lo hace pasar por una boquilla agujereada o troquel. Las partículas de la biomasa se fusionan en una masa sólida en forma de cilindro debido a las altas temperaturas y presiones. A medida que salen por la boquilla troquelada, son cortados con una cuchilla al tamaño deseado. Según la biomasa empleada, esta fusionará mejor o peor. El aserrín es el que mejor se adapta para este proceso, porque la lignina de la madera actúa como un pegamento natural que man-

Gráfico 4. Esquema típico de producción de pellets



Fuente: Adegua (2018).

tiene el pellet compacto. En cambio, cuando se usan pastos o pajas, los pellets resultantes son menos densos y se tienden a romper. Para la mejora de la calidad se realizan combinaciones de materias primas y en ciertos casos, se deben añadir aglomerantes para evitar la disgregación.

- Acondicionamiento: es el proceso de enfriamiento y secado de los pellets (se espera que la humedad final no supere el 8%).
- Empaque: se envasan en bolsas para mantener la humedad y poder transportar los pellets a destino.

La fabricación de briquetas consiste en procesos similares a los de los pellets. Las briquetas pueden ser cilíndricas o cuadradas y también se utilizan restos de madera (virutas, polvo, aserrín), papel, cáscaras, de arroz, etc. El proceso de fabricación de briquetas se denomina “briqueteado” y se basa en comprimir diversos tipos de material a muy alta presión, para obtener un bloque sólido.

Los procesos de producción de pellets y briquetas consumen energía y ejercen impactos sobre el ambiente, los cuales deben ser tenidos en cuenta ya que son parte del uso de biomasa para la obtención de energía.

4.2. Conversión de biomasa sólida por combustión

4.2.1 Síntesis del proceso

Una vez acondicionado, el combustible de biomasa sólida se transporta en camiones tolva o a través de un sistema neumático o de cintas transportadoras a un silo de alimentación para el proceso final de conversión, que normalmente se realiza mediante otro de combustión controlada.

La combustión es el proceso más simple y más utilizado. Permite obtener energía térmica para varios usos y energía eléctrica. Las tecnologías utilizadas para la combustión directa de la biomasa abarcan un amplio espectro que va desde el sencillo fogón a fuego abierto (aún utilizado en vastas zonas para la cocción de alimentos) hasta calderas de alto rendimiento usadas en la industria.

La energía proveniente de la combustión de biomasa sólida se transfiere al agua para producir vapor. Este proceso se realiza en la caldera. El

vapor se puede utilizar directamente en aplicaciones térmicas, o para transferir energía mecánica a un sistema de generación de electricidad.

En principio, dependiendo del contenido de humedad y granulometría de la biomasa, puede necesitarse para el inicio de la caldera algún sistema de ignición, que podría eventualmente funcionar con combustible fósil. Una vez que se alcanza una temperatura adecuada, el sistema es capaz de sustentarse por sí solo y no necesita de fuentes externas de calor para mantener la combustión.

En aplicaciones para energía eléctrica, el vapor generado en la caldera mueve una turbina que acciona al generador eléctrico. El vapor de agua que ha pasado por la turbina, ya a menor presión y temperatura, se lleva hasta un condensador, refrigerado por agua. Debido a ese descenso térmico, el vapor se convierte nuevamente en agua y se traslada en circuito cerrado hasta las paredes de la caldera, iniciándose nuevamente el proceso.

En general, una planta de combustión de biomasa consta de los siguientes sistemas:

- Almacenamiento de combustible.
- Transporte y dosificación del combustible al equipo de combustión.
- Equipos y cámara de combustión.
- Caldera (vapor, agua caliente, aceite térmico).
- Recuperadores auxiliares de calor.
- Depuración de gases.
- Extracción de cenizas.

Como se mencionó, la salida de vapor puede utilizarse en aplicaciones térmicas y eléctricas (Gráfico 5), por lo que los sistemas recién presentados se adaptan a las necesidades del caso.

4.2.2 Tecnologías de combustión de biomasa sólida

La tecnología más difundida a escala comercial para llevar a cabo la combustión de la biomasa es la tradicional de parrilla, utilizándose tanto parrillas fijas, horizontales e inclinadas, como móviles y vibratorias. Estos equipos típicamente se utilizan para potencias de hasta 5 MW.

En grandes plantas térmicas y termoeléctricas alimentadas con biomasa (potencias superiores a 5 MW) la tecnología de lecho fluidizado es la más

Cuadro 4. Tecnologías utilizadas para la combustión de biomasa sólida

Operación	Tipo	Rango de potencia (MW)	Combustible	Cenizas (%)	Contenido de agua (%)
Automática	Hornos con el fogón abajo	0,02 - 2,5	Astillas de madera, residuos de leña	< 2	5 - 50
	Hornos con parrilla móvil	0,15 - 15	Madera	< 50	5 - 60
	Hornos con parrilla	0,02 - 1,5	Residuos de madera seca	< 5	5 - 35
	Hornos con el fogón abajo y parrilla rotatoria	2 - 5	Astillas de madera, alto contenido de madera	< 50	40 - 65
	Quemador simple	3 - 5	Fardos	< 5	20
	Lecho fluidizado estacionario	5 - 15	Biomasa (< 10 mm)	< 50	5 - 60
	Lecho fluidizado circulante	15 - 100	Biomasa (< 10 mm)	< 50	5 - 60
	Combustor de polvo con flujo entrante	5 - 10	Biomasa (< 5 mm)	< 5	20
Encendido con otros combustibles	Lecho fluidizado estacionario	50 - 150	Biomasa (< 10 mm)	< 50	5 - 60
	Lecho fluidizado circulante	100 - 300	Biomasa (< 10 mm)	< 50	5 - 60
	Quemador simple	5 - 20	Fardos	< 5	20

Fuente: CNE y GTZ (2007).

taria, comercial e industrial (IRBEA, 2016). No se tienen en cuenta los equipos de menor potencia del tipo residencial.

4.3.1 Calderas de alimentación manual

Las calderas de alimentación manual son, en general, aparatos más pequeños que las calderas de alimentación automática, y la mayoría de los aparatos tienen una producción de calor inferior a 1 MW. Esto se debe principalmente a los costos asociados con el funcionamiento de calderas alimentadas en forma manual a medida que aumentan de tamaño. El proceso de combustión en calderas de alimentación manual utilizadas en entornos comunitarios, comerciales e industriales es más efectivo que el proceso de combustión para calderas similares utilizadas en entornos domésticos, lo que resulta en niveles de eficiencia más altos y la producción de emisiones más bajas.

A continuación, se detallan los principales tipos de calderas de alimentación manual que se utilizan comúnmente en entornos comunitarios, comerciales e industriales:

- Calderas de fuego bajo sobrealimentadas: tienen dos cámaras de combustión; el combustible se alimenta en la primera cámara para la desvolatilización parcial y la combustión de la capa de combustible, mientras que todos los gases combustibles liberados se queman en la segunda cámara. Estas calderas tienen niveles de eficiencia de entre 60 y 80% y producen niveles de emisiones relativamente altos. La madera en trozos es la principal forma de combustible de biomasa utilizada.
- Calderas de fuego alto sobrecargadas: el punto de ignición difiere entre las calderas de fuego alto y bajo. La ignición en las calderas de fuego alto, sobrecargadas, comienza desde la parte superior de la caldera, lo que tiene un impacto positivo en el proceso de combustión dentro de la caldera, y resulta en niveles de eficiencia más altos (75 a 80%). Las emisiones son más bajas que las producidas por las calderas de fuego alto. Las astillas de madera o una combinación de astillas de madera y carbón fino son las prin-

cipales formas de combustibles que se utilizan en estas calderas.

4.3.2 Calderas de alimentación automática

Las calderas de alimentación automática generalmente tienen una producción de calor superior a 1 MW, un proceso de combustión más efectivo que las calderas de alimentación manual y se alimentan, por lo general, con combustibles que están estandarizados y son de alta calidad.

Estas calderas también incorporan ocasionalmente tecnologías de reducción de emisiones. Como resultado de lo anterior, las calderas de alimentación automática suelen ser más eficientes y producen emisiones significativamente menores que las calderas de alimentación manual.

A continuación, se detallan los principales tipos de calderas de alimentación automática que se utilizan comúnmente en entornos comunitarios, comerciales e industriales:

- Calderas de lecho móvil sobrealimentadas: se clasifican según la forma en que se agrega combustible a la caldera. Hay dos tipos: sobrealimentadas y subalimentadas. El combustible se suministra a la parrilla de los alimentadores sobrealimentados desde arriba. Hay una serie de diferentes tipos de calderas sobrealimentadas que varían ligeramente en términos de su tecnología y cómo se operan. Algunos tipos se identifican en el Cuadro 5.
- Calderas de lecho móvil subalimentadas: incorporan una tecnología simple, el combustible se suministra en la cámara de combustión desde la parte inferior del aparato, para formar una cúpula de combustible, por encima de la cual tiene lugar la combustión. Esas calderas proporcionan una buena separación entre aire primario y secundario, y están disponibles en una gama de tamaños, por lo general hasta 5 MW. Este tipo de caldera de combustión de lecho móvil acepta combustible hasta un contenido de humedad del 30%.

Cuadro 5. Tipos de calderas de lecho móvil sobrealimentadas

Tipo de caldera	Notas
Caldera de quemador	La tecnología de horneado sobrealimentada más simple con el costo de capital más bajo. Acepta: virutas de madera o pellets de madera, combustible con un contenido de humedad de hasta el 30% y requiere combustible con un tamaño de partícula pequeño. El aire primario y el secundario no se pueden controlar de forma independiente; puede provocar una combustión incompleta y bajos niveles de eficiencia, generalmente, hasta 1 MW.
Caldera de parrilla escalón Sada	Flexibilidad en el diseño de la caldera: puede tolerar varios tamaños y calidades de combustible. Acepta astillas de madera y combustible con un contenido de humedad de hasta el 55%.
Caldera de rejilla de cadena	El diseño de la caldera incorpora un cinturón de eslabones que se mueve constantemente en la parrilla. Acepta varios tipos de combustibles de biomasa y con un contenido de humedad de hasta el 55%.
Caldera de cámara de combustión rotatoria	Tecnología que da como resultado una combustión completa y niveles de alta eficiencia. Combustión completa y temperaturas consistentes y óptimas que producen niveles de emisión bajos. Acepta combustible con un contenido de humedad de hasta el 40%.

Fuente: CIBSE (2014).

4.4 Conversión de biomasa sólida por gasificación

4.4.1 Síntesis del proceso

La gasificación es un proceso termoquímico que convierte un combustible sólido, por oxidación parcial a elevada temperatura, en un gas portador de energía. Al someter la biomasa a altas temperaturas y con defecto de oxígeno (O_2), se producen reacciones de pirólisis¹⁰, de oxidación y de reducción que originan productos gaseosos como nitrógeno gaseoso (N_2), monóxido de carbono (CO), hidrógeno (H_2), metano (CH_4) y CO_2 , cuyos poderes caloríficos son bajos (algo mayor de 1000 kcal/ Nm_3) y su destino es la producción de calor por combus-

tión directa en un quemador, o la generación de energía eléctrica por medio de un motor o una turbina.

Durante el proceso de gasificación se produce gran número de reacciones que determinan el comportamiento térmico, la composición del gas y las impurezas que acompañan a los compuestos mayoritarios. Debido a ello se requieren sistemas de lavado de gases.

El proceso de gasificación se puede llevar a cabo con aire, con O_2 , vapor de agua, CO_2 o mezclas de estos gases. El empleo de aire y de O_2 permite conseguir que el proceso sea autotérmico. Utilizando vapor de agua como agente de gasificación, aumenta el contenido de H_2 . Si se emplea CO_2 , se incrementa el contenido de CO.

¹⁰ Durante la pirólisis, se calienta la biomasa hasta que se licúa y, entonces, los gases volátiles se expulsan de la masa sólida. Los gases volátiles se pueden condensar para producir biocombustibles líquidos u otras sustancias químicas.

4.4.2 Tecnologías de gasificación de biomasa sólida

Los sistemas de gasificación son tecnologías relativamente nuevas que utilizan un sistema de caldera de gas en combinación con un dispositivo de biomasa para la combustión de los gases derivados del combustible de biomasa a altas temperaturas.

Los sistemas de gasificación son altamente eficientes y avanzados, son ventajosos no solo por sus altos niveles de eficiencia, sino también porque aseguran bajos niveles de emisión y permiten el uso de combustible húmedo y de calidad no óptima.

Las astillas de madera y los pellets son la forma principal o el combustible de biomasa utilizado con los sistemas de gasificación.

4.4.2.1 Sistema de combustión de prehornos

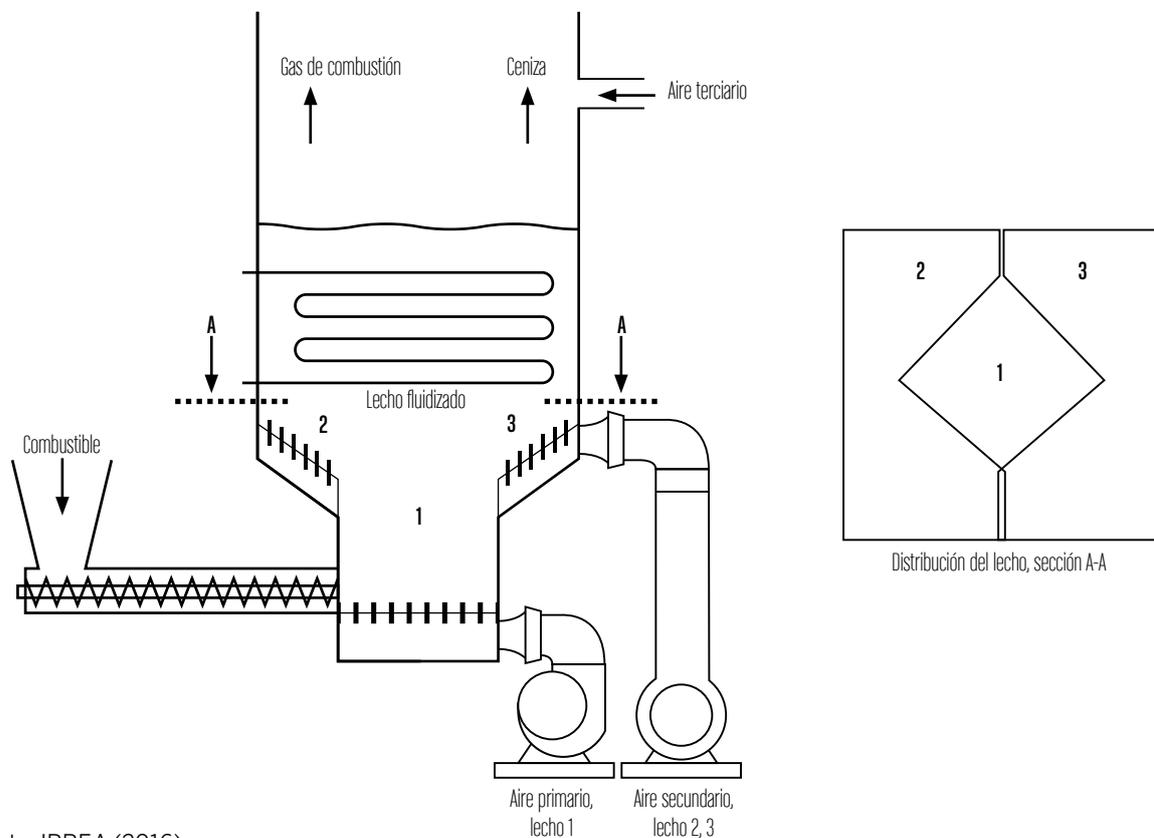
Este sistema utiliza prehornos bien aislados en combinación con el dispositivo principal de biomasa para asegurar que se aplique un proceso de combustión completo, y que los niveles de emisión sean bajos.

4.4.2.2 Sistema de combustión en lecho fluidizado (FBC)

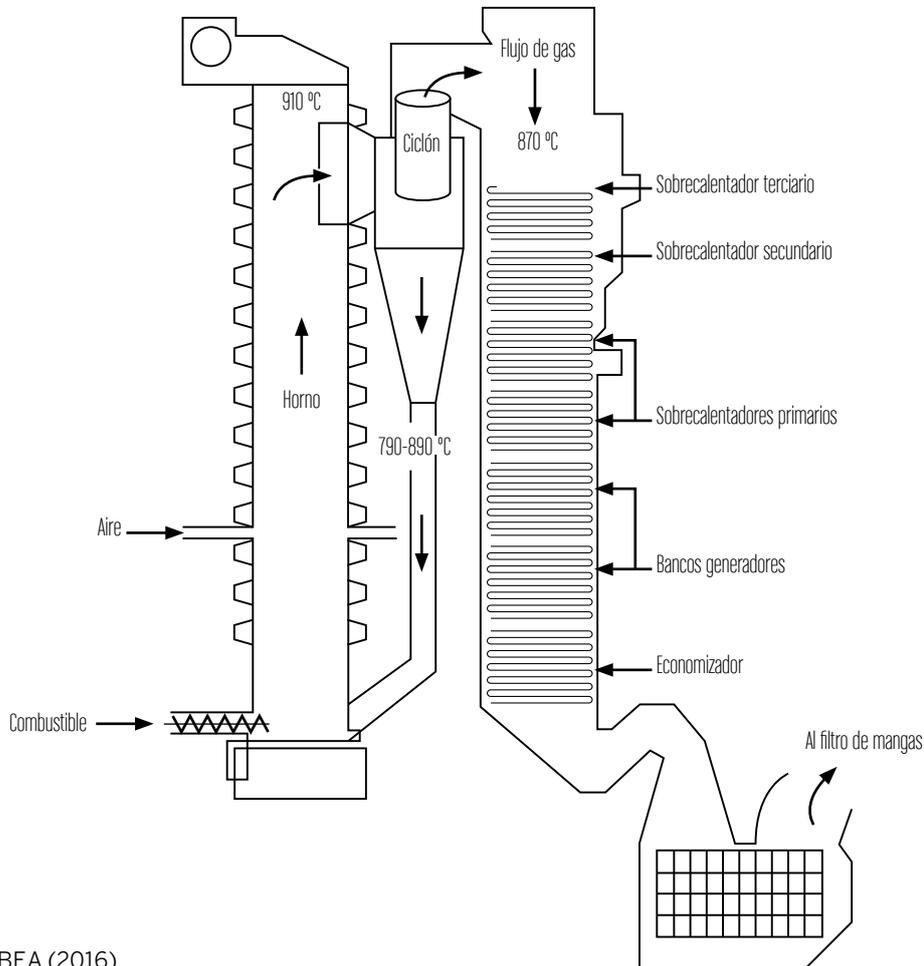
Se puede separar en dos tipos diferentes dependiendo de la velocidad de fluidización adoptada:

- Sistemas de combustión de lecho fluidizado burbujeante (BFB) (Gráfico 6).
- Sistemas de combustión de lecho fluidizado circulante (CFB) (Gráfico 7).

Gráfico 6. Sistema de combustión de lecho fluidizado burbujeante



Fuente: IRBEA (2016).

Gráfico 7. Sistema de combustión de lecho fluidizado circulante

Fuente: IRBEA (2016).

Los sistemas BFB operan a una velocidad de fluidización menor. Ambos sistemas se caracterizan por una alta eficiencia de combustión.

Los sistemas BFB contienen un lecho, generalmente compuesto de arena de sílice, en el fondo del aparato que se suministra con aire primario para fluidificarlo. El tamaño de partículas y el contenido de humedad de los combustibles utilizados en los sistemas BFB pueden variar considerablemente. Estos sistemas se utilizan regularmente para la cocombustión del carbono junto con los combustibles de biomasa.

Las astillas de madera, los pellets y el aserrín son la forma principal o los combustibles de biomasa utilizados con los sistemas BFB y CFB.

En general, el uso de sistemas CFB en entornos comunitarios, comerciales e industriales es menos común que el uso de calderas de alimentación automática alternativa.

4.5 Cogeneración

En el contexto de este trabajo, la cogeneración es la producción simultánea de energía térmica y de energía eléctrica a partir de un solo combustible, que aumenta la eficiencia energética total del sistema.

Por ejemplo, en una planta de generación termoeléctrica que produce vapor a alta temperatura, este pasa por una turbina para generar energía eléctrica, en un proceso que alcanza la conversión de menos del 40% de la energía disponible en el combustible (CNE y GTZ, 2007). El excedente es arrastrado a la atmósfera por los gases de la combustión y a través de los sistemas de condensación y enfriamiento del proceso. Aunque la cantidad de calor que se pierde es bastante grande, es de baja temperatura relativa, por lo que no podría ser utilizado en plantas generadoras. Sin embargo, debido a que muchos procesos requieren de vapor y calor a baja temperatura, se pueden combinar la producción de electricidad y la de calor, aprovechando la energía que de otra forma se desecharía. A esta forma de aprovechar el calor se le conoce como "cogeneración".

Los sistemas de cogeneración en el caso de combustión directa pueden clasificarse en sistemas superiores (*toppingcycles*) o sistemas inferiores (*bottomingcycles*), según el orden con que se producen la electricidad y la energía térmica.

Los sistemas superiores de cogeneración consisten, en una primera etapa, en la utilización directa de una fuente de energía primaria, en este caso biomasa sólida, para la generación de energía eléctrica. Luego, el calor residual, en forma de vapor o gases calientes, se utiliza en procesos industriales, ya sea para secado, cocimiento o calentamiento, que constituye la segunda etapa. Las aplicaciones térmicas alcanzan a industrias tales como la textil, de celulosa y papel, cervecera, alimenticia y azucarera, ya que los requerimientos de calor son moderados, con temperaturas de 250 °C a 600 °C.

Por su parte, los sistemas inferiores utilizan la energía primaria directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso, y la energía térmica residual se utiliza para la generación de energía eléctrica en una segunda etapa. Este tipo de cogeneración es característico de procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas, entre los cuales se puede citar los de la industria cementera, la siderúrgica, la industria del vidrio y la química, ya que en estos procesos se generan calores residuales que alcanzan los 900 °C,

por lo que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

Los beneficios ambientales derivados de la reducción del consumo de combustibles, además del gran desarrollo tecnológico alcanzado, han hecho de la cogeneración una alternativa altamente atractiva, ya que también proporciona una mayor eficiencia en el uso de los recursos.

Además de las aplicaciones de cogeneración en industrias productoras de residuos, existe la posibilidad de generar energía eléctrica en plantas dedicadas específicamente a este fin. Estas plantas se deben localizar en zonas con un alto potencial de generación de biomasa, ya que su demanda suele ser muy superior a la de las instalaciones de energía térmica, sin contar las existentes en las grandes industrias del papel y de la celulosa.

Los mejores combustibles sólidos para emplear en este tipo de planta son residuos de origen forestal y, sobre todo, subproductos de industrias forestales, principalmente cortezas (Gráfico 8).

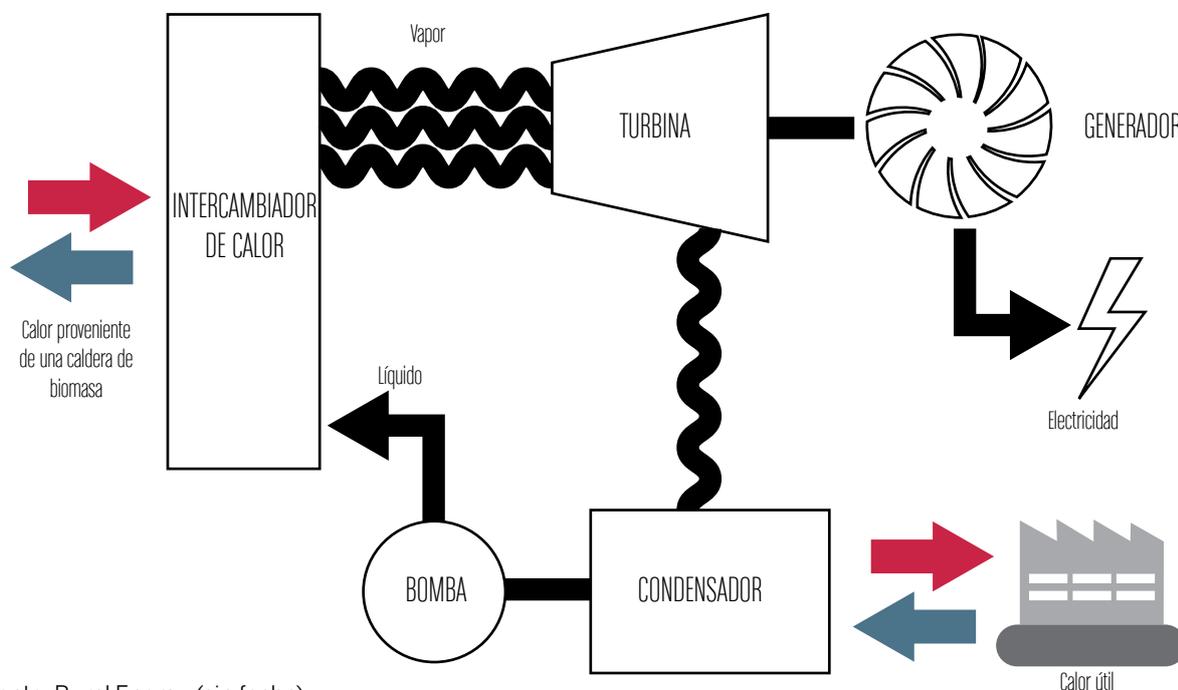
4.6 Desarrollo de la biomasa sólida en otros países

Para 2018, en el conjunto de 28 países de Europa, la biomasa sólida (excluido el carbón) fue la principal clase de biomasa consumida, representó el 70% (Bioenergy Europe, 2018).

En 2015 (última fecha de la que se disponen estadísticas sobre recursos forestales a nivel europeo), había aproximadamente 181 millones de hectáreas de bosques y otras tierras boscosas, que corresponden al 42% de su superficie terrestre. Esto es aproximadamente equivalente a la superficie terrestre utilizada para la agricultura en la Unión Europea. De estos 181 millones de hectáreas, 161 son bosques, con un área forestal disponible para el suministro de madera que asciende a 134 millones de hectáreas.

En contraste con la tendencia en otras partes del mundo, el área cubierta por bosques y otras tierras boscosas en Europa está actualmente en aumento. En el período comprendido entre 1990 y 2015, el área de cubierta forestal y otras tierras boscosas se ha incrementado en un 5,2%, equivalente a un aumento promedio de 0,2% anual.

Gráfico 8. Esquema de planta de cogeneración



Fuente: Rural Energy (sin fecha).

La bioenergía puede desempeñar un papel importante en la lucha contra la degradación de los bosques, gracias a fuentes adicionales de ingresos para que propietarios, municipios y gobiernos puedan gestionar los bosques de forma sostenible a largo plazo.

En cuanto a los cultivos dedicados a la producción de biomasa con fines energéticos, todavía no se proporcionan estadísticas amplias en la Unión Europea (Bioenergy Europe, 2018).

Para 2016, la bioenergía representó el 18,4% de la electricidad renovable y el 5,5% de toda la electricidad generada en la Unión Europea (Bioenergy Europe, 2018). Los países más desarrollados de Europa en este rubro son Alemania, Reino Unido, Italia, Finlandia y Suecia, que conjuntamente suman el 68% de la bioelectricidad generada en esa región. Del total de la capacidad instalada en bioelectricidad, 17352 MW corresponden a biomasa sólida (madera), lo que representa el 45%.

Las estrategias son diferentes en estos países: mientras que en Alemania e Italia la mayor parte

de la bioelectricidad se produce en un alto número de plantas de biogás pequeñas o medianas, en el Reino Unido opera una pequeña cantidad de grandes instalaciones que convierten biomasa leñosa en electricidad.

Desde el punto de vista de la energía térmica, para 2016 casi el 17% del suministro europeo provenía de la biomasa (Bioenergy Europe, 2018). Se contabilizaron 15 596 plantas de cogeneración y otras 4 785 plantas térmicas distritales. Del biocalor generado, el 73,1% proviene de biomasa sólida. La mayor parte es biomasa leñosa. Por razones ambientales y económicas, esto se debe principalmente al uso de los subproductos de las operaciones de manejo forestal y los residuos provenientes de la industria de la madera, como los aserraderos.

La variación en la escala de las unidades de conversión de biomasa sólida en bioenergía es muy grande. Se tienen desde pequeños equipos domiciliarios o comerciales de decenas de kW, hasta grandes plantas de cientos de MW. Las plan-

tas más grandes del mundo de bioenergía con biomasa sólida se encuentran en Europa¹¹:

1. Ironbridge (Reino Unido): Es la planta de biomasa pura más grande del mundo. Se encuentra en Severn Gorge, Reino Unido, y tiene una capacidad de 740 MW. Las instalaciones de 1 000 MW de una antigua central eléctrica de carbón fueron reconvertidas en 2013 para la generación energética a partir de biomasa. El combustible empleado en esta planta de biomasa son pellets de madera.
2. Alhomenskraft (Finlandia): Esta planta de 265 MW se ubica en las instalaciones de la fábrica de papel UPM-Kymmene en Alholmen, Jakobstad, Finlandia. Está en funcionamiento desde principios de 2002. Suministra, además, 100 MW de calor a la empresa papelera y 60 MW de calefacción urbana para los ciudadanos de Jakobstad. La planta emplea una caldera de lecho fluidizado circulante.
3. Toppila (Finlandia): Esta central eléctrica de biomasa está ubicada en el distrito de Toppila, Oulu, Finlandia. Es una de las plantas mayores del mundo que utilizan turba como combustible y tiene una capacidad de 210 MW de energía eléctrica y 340 MW de potencia térmica.
4. Polaniec (Polonia): Tiene una potencia instalada de 205 MW. Está situada en Staszów. Entró en operación en 2012 y usa principalmente subproductos agrícolas y residuos de madera para su funcionamiento. Las instalaciones generan electricidad suficiente para abastecer las necesidades de 600 000 hogares, reduciendo 1,2 millones de toneladas de emisiones de CO₂ al año.

En América, durante las dos últimas décadas del siglo pasado, en California operaron unas 60 plantas de generación de electricidad con uso de biomasa. Hacia fines del siglo XX menos de la mitad continuaba en operación, básicamente por temas económicos relacionado con el precio de los combustibles. La potencia neta generada en cada una era de entre 1,5 y 50 MW (NREL, 1997). La mayoría operaba con

cogeneración, y en algunos casos podía haber combustibles suplementarios a la biomasa.

La biomasa sólida utilizada como combustible tenía cuatro orígenes principales:

1. Residuos de plantas madereras.
2. Residuos de bosque/plantaciones.
3. Residuos de agricultura.
4. Residuos urbanos de madera.

4.7 Plantas en operación en la Argentina

A través de distintos programas gubernamentales¹², en los últimos años se pusieron en marcha algunos proyectos de generación de energía eléctrica con biomasa en nuestro país, según se presenta en el Cuadro 6.

Al 10 de abril de 2019 se contabilizan 16 proyectos conectados al SIN¹³, por un total de 137 MW, aproximadamente. De ellos, el 80,3% (110 MW) corresponden a 8 proyectos con biomasa y el 5,1% (7,02 MW) a 5 proyectos con biogás (ver Capítulo 5). El 14,6% restante (20 MW) son 3 proyectos de biogás de rellenos sanitarios. Este conjunto representa el 7,6% del total de proyectos renovables del programa RenovAr.

Los proyectos de biomasa generan potencias nominales en el rango 2-38 MW, con una potencia media de 12,5 MW.

Cabe aclarar que varios de los proyectos citados en el Cuadro 6 son autogeneradores. En esos casos, las capacidades instaladas son mayores que las informadas, que corresponden a la potencia que inyectan a la red con contrato en el marco del RenovAr.

Este grupo puede tomarse como referencia local, cubre geográficamente varias provincias, y permite utilizar la experiencia ganada en cada caso respecto de las implicancias ambientales de los proyectos.

Complementariamente, existen en nuestro país otros proyectos de generación de energía térmica (y cogeneración) de operación histórica. Un ejemplo son las calderas de bagazo en los ingenios del NOA.

¹¹ Para más información, visitar: <https://bester.energy/>

¹² Para más información, visitar: <https://www.argentina.gob.ar/plantas-de-energia-renovable-en-operacion-comercial>

¹³ Datos al 10 de abril de 2019 publicados en la web de la Secretaría de Energía.

Cuadro 6. Plantas de energía renovable con biomasa en operación comercial

#	Tecnología	Nombre del proyecto	Potencia adjudicada (MW)	Provincia
1	Biogás	CT Río Cuarto I	2	Córdoba
2	Biogás	CT Yanquetruz	1,2	San Luis
3	Biogás	CT San Pedro Verde	1,42	Santa Fe
4	Biomasa	CT Pindó Eco-Energía	2	Misiones
6	Biogás relleno sanitario	CT San Martín Norte	5	Buenos Aires
7	Biogás relleno sanitario	CT San Miguel Norte	10	Buenos Aires
8	Biomasa	CT Tabacal	32	Salta
9	Biomasa	CT Ing. Sta. Bárbara	8	Tucumán
27	Biomasa	CT A. P. Puerto Piray	38	Misiones
28	Biomasa	CT La Providencia Arcor	11	Tucumán
29	Biomasa	CT Nidera	7	Buenos Aires
65	Biomasa	CT Prodeman Bioenergía	9	Córdoba
72	Biogás	CT Río Cuarto II	1,2	Córdoba
73	Biomasa	CT Ticino	3	Córdoba
84	Biogás	CT Ampliación Bioeléctrica Dos	1,2	Córdoba
91	Biogás relleno sanitario	CT Ensenada	5	Buenos Aires

Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables, Ministerio de Hacienda (2019).

5. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON BIOGÁS

-
- 5.1 Producción de biogás como combustible
 - 5.2 Conversión de biomasa en plantas de biogás
 - 5.3 Equipos para la combustión de biogás
 - 5.4 Cogeneración
 - 5.5 Desarrollo del biogás en otros países
 - 5.6 Plantas en operación en la Argentina



La biomasa conforma un sustrato que se fermenta en condiciones controladas para incentivar el proceso biológico y obtener un gas inflamable que se denomina biogás.

En este capítulo se describen brevemente las tecnologías asociadas con la producción de biogás y su conversión para generación de energía. Se realizan algunas citas específicas en relación con el caso de estudio 3: Biogás que combine efluentes residuales con silaje de maíz u otra materia orgánica que aumente el rendimiento.

5.1 Producción de biogás como combustible

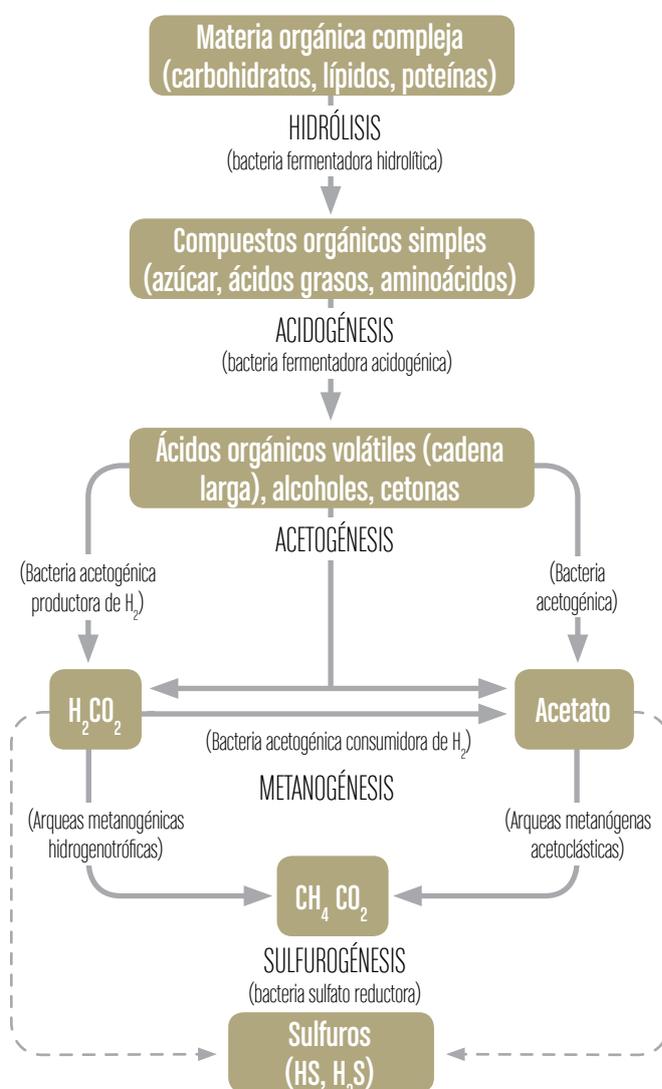
5.1.1 Proceso biológico de generación de biogás

En la naturaleza, el biogás se produce cuando el material orgánico se descompone por microorganismos en un ambiente libre de oxígeno (fermentación anaeróbica), por ejemplo, en los páramos, en los sedimentos de las aguas superficiales o en el rumen de los rumiantes. Dadas estas condiciones, el material orgánico se convierte casi completamente en biogás.

La descomposición anaeróbica de las sustancias orgánicas se puede clasificar en cuatro etapas: hidrólisis, formación de ácidos, formación de acetato y formación de metano (Gráfico 9):

1. Hidrólisis: un gran número de microorganismos anaeróbicos excretan enzimas hidrolíticas que fraccionan los enlaces de los polisacáridos que forman la biomasa, en unidades simples de azúcares, grasas y aminoácidos.
2. Acidogénesis: los compuestos son asimilados por algunos microorganismos o fermentados, produciendo una gran cantidad de ácidos orgánicos. Se producen también gases como CO_2 , H_2 y pequeñas cantidades de amoníaco (NH_3), sulfuro de hidrógeno (H_2S) y alcoholes, en especial glicerol.

Gráfico 9. Esquema de la digestión anaeróbica de la materia orgánica



Fuente: Moraes *et al.* (2015).

3. Acetogénesis: bacterias denominadas acetogénicas de lento crecimiento metabolizan los alcoholes, el ácido láctico y los ácidos grasos volátiles, produciendo ácido acético e H_2 .
4. Metanogénesis: el acetato, el H_2 y el CO_2 producidos son transformados por acción de las bacterias metanogénicas, y forman CH_4 , CO_2 y H_2O .

En los dos primeros pasos las sustancias orgánicas son licuadas y descompuestas. Su conversión adecuada en CH_4 tiene lugar en los dos últimos pasos de descomposición.

Los pasos individuales no solo difieren entre sí en cuanto a los microorganismos participantes y los productos formados, sino también, esencialmente, por las condiciones ambientales requeridas.

5.1.2 Sustratos para la producción de biogás

En la producción de energía con biogás, la biomasa conforma un sustrato que se fermenta anaeróbicamente bajo condiciones controladas, a los efectos de incentivar el proceso biológico y obtener, como resultado, un gas inflamable que se denomina biogás.

Tradicionalmente, los excrementos líquidos y licuados del ganado y las aves de corral se utilizan como sustrato básico para muchas plantas de bio-

gás, ya que son fáciles de manejar debido a que son bombeables.

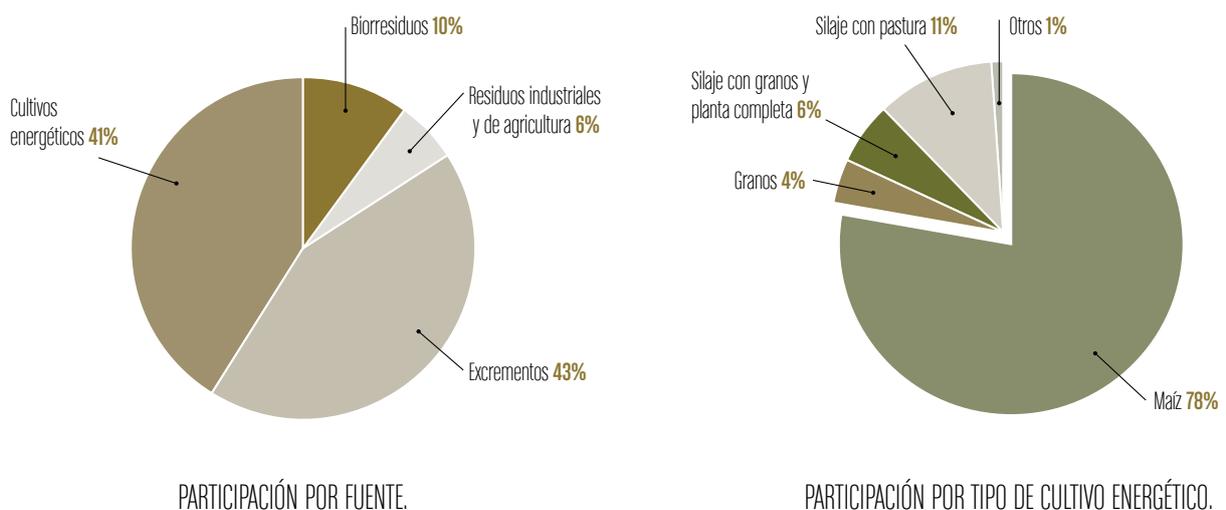
Además, el estiércol líquido es un sustrato ideal debido a sus propiedades bioquímicas: tiene una alta capacidad amortiguadora, contiene suficientes micronutrientes en una forma disponible y pone a disposición la población de bacterias necesaria para la fermentación anaeróbica. Esto se refiere especialmente al estiércol líquido de ganado.

Además del líquido, también se pueden agregar sustratos sólidos a la fermentación, como estiércol sólido, ensilajes de masa verde (ensilaje de maíz), vinaza y orujo, torta de colza, residuos de plantas y residuos biológicos municipales.

En Alemania, en el año 2008 se utilizaron como sustratos de fermentación residuos biológicos (10% de participación en el total), residuos de la industria y la agricultura (6%), excrementos de animales (43%) y cultivos energéticos (41%). De estos últimos, el maíz es el predominante, con el 78% (Gráfico 10).

Dependiendo de las características de la biomasa original, este gas puede tener una composición de entre 50 y 70% de CH_4 , por lo que posee un buen potencial energético, alcanza alrededor de 5 500-6 000 kcal/m³ (Tobares, 2013). El poder ca-

Gráfico 10. Sustratos para la producción de biogás en Alemania



Fuente: deGraaf and Fendler (2010).

lorífico del biogás depende directamente de la concentración de CH_4 . A modo de referencia, el poder calorífico de 1 m^3 de CH_4 es de casi 10 kWh. Considerando un contenido de CH_4 del 60%, se obtiene aproximadamente 6 kWh/m^3 de biogás.

Cada sustrato tiene una capacidad distinta de generar biogás, como muestra el Cuadro 7 para algunos ejemplos típicos.

Los valores presentados son orientativos, dado que dependiendo de múltiples parámetros pueden aparecer variaciones. Por ejemplo, para purines según los sistemas de engorde, instalaciones, alimentación y de limpieza implementados en los criaderos. Finalmente, la energía generada estará condicionada por la materia prima, pero, en última instancia, también por el proceso y la proporción de CH_4 generado.

5.2 Conversión de biomasa en plantas de biogás

5.2.1 Flujo de biomasa en una planta de biogás

El proceso de conversión de biogás en bioenergía comienza con la obtención de la biomasa prima-

ria¹⁴ y su acondicionamiento, para generar el sustrato de alimentación.

El origen de la biomasa primaria podría ser cualquiera de los presentados en el Capítulo 3. No se incluye aquí la descripción del proceso productivo de los componentes de agricultura para el crecimiento de plantas, ni de la producción de residuos agropecuarios.

Con el sustrato se alimenta el biodigestor, un reactor en condiciones controladas¹⁵ donde tiene lugar la fermentación en condiciones anaeróbicas. Este proceso es continuo y produce como salida el biogás buscado y subproductos de fermentación, sólidos y líquidos.

Luego de transcurrido el tiempo apropiado, la mezcla ya digerida es retenida en el tanque para evitar pérdidas de CH_4 y mantener el biogás en situación controlada.

El biogás generado puede tener alto contenido de H_2S , dependiendo del sustrato, el cual requiere ser eliminado de la corriente gaseosa previo a su combustión. Lo propio ocurre con la humedad del biogás. Dependiendo del equipo de combustión, se requerirán distintos tipos de tratamiento para eliminar diferentes compuestos del biogás antes de ser quemado.

Una vez lavado, el biogás generado es quemado en el equipo de combustión, para, finalmente, generar la energía térmica o eléctrica deseada, básicamente de la misma manera que la descrita anteriormente. Se obtiene una forma más eficiente del proceso en las plantas de cogeneración (CHP).

Cuadro 7. Rendimiento de biogás de diferentes sustratos

Residuo	Rendimiento de gas (m^3/t)
Purines de vacuno	25
Purines de cerdo	36
Suero de leche	55
Desechos cerveceros	75
Desechos de poda	110
Desechos alimentarios	220
Aceites usados	600

Fuente: CNE y GTZ (2007).

¹⁴ En este contexto se hace referencia a la biomasa que será transformada en biogás.

¹⁵ Temperatura, pH y otras variables básicas para potenciar el desarrollo de microorganismos.

El biogás también puede ser procesado para ser alimentado a la red de gas.

El subproducto de la digestión se utiliza, habitualmente, como biofertilizante, puede estar en forma líquida o sólida. El biofertilizante tiene alto contenido de N y otros nutrientes, y buena disponibilidad para las plantas y los cultivos. Este mecanismo “circular” permite el reemplazo de los fertilizantes químicos, además de disminución de las emisiones de CH_4 y CO_2 , lo cual contribuye a realizar mejoras ambientales significativas. El flujo de la biomasa en una planta de biogás se esquematiza en el Gráfico 11.

5.2.2 Sistemas en una planta de biogás

En general, una planta de combustión de biogás consta de los siguientes sistemas:

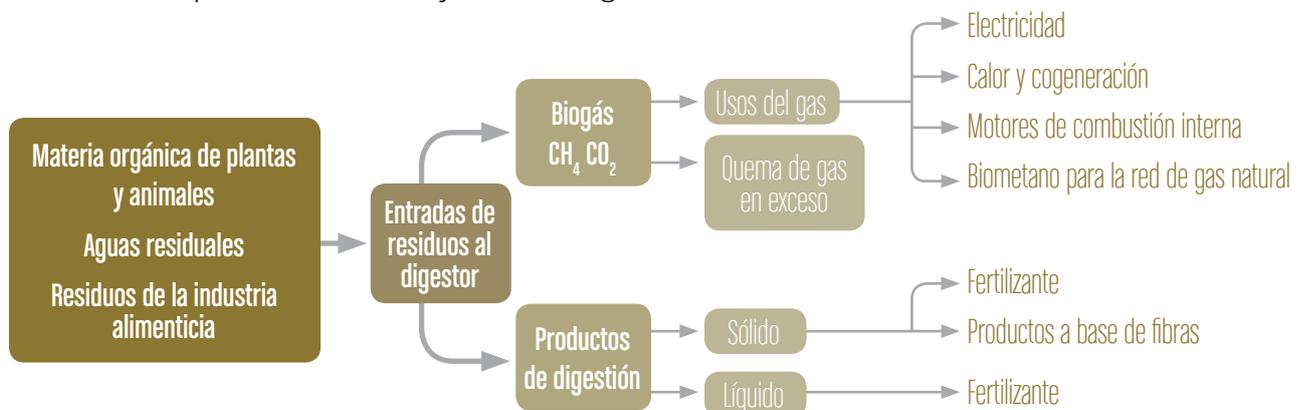
- Almacenamiento de biomasa: corresponde al almacenamiento del sustrato principal y del cofermento si fuera necesario. La función de este último es ayudar o potenciar el crecimiento de las bacterias que degradan la materia orgánica.
- Sistema de pretratamiento y alimentación de la biomasa, si corresponde, se puede requerir homogeneizar o humectar la biomasa de modo de tener el contenido de humedad suficiente para propiciar tanto el transporte automatizado para

alimentar el reactor como la propia producción de biogás.

- Sistema de degradación anaeróbica de la materia orgánica: o biodigestor, en el cual se almacena el biogás producido en la parte alta del equipo.
- Acumulador de lodos: los cuales, previo análisis, podrían ser utilizados como fertilizantes u otros fines.
- Limpieza de gases: el biogás producido pasa a la fase de limpieza en la que, por lo general, se le remueve la humedad y el H_2S para evitar la corrosión de los equipos.
- Gasómetro: volumen para almacenamiento de biogás en condiciones controladas.
- Equipo de combustión: el biogás acondicionado y limpio ingresa a un motor de combustión interna, que mueve al generador donde se produce energía eléctrica que podrá ser enviada a la red.
- Intercambiador de calor: para los casos en los que se genere calor, utilizando motores de cogeneración, este puede ser usado para mantener la temperatura de los digestores o para su uso en otro proceso u otros usos finales.

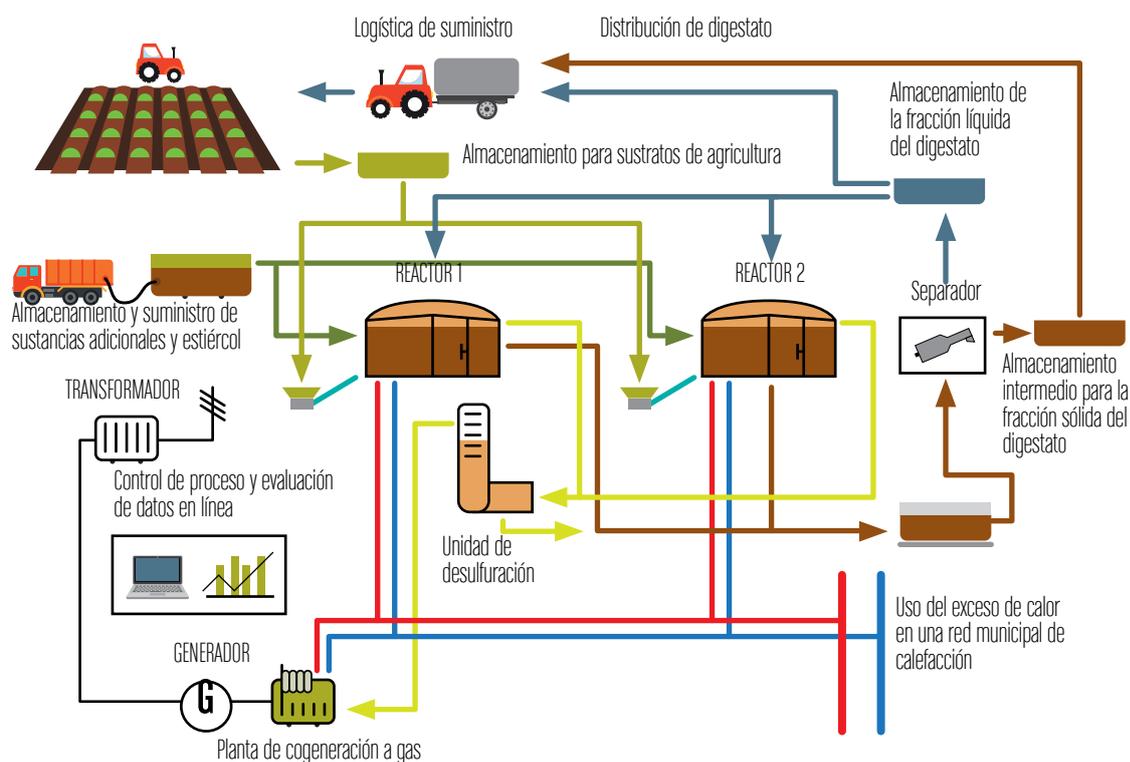
El Gráfico 12 muestra un diseño esquemático de una planta de biogás que genera electricidad y calor a través de un motor de cogeneración.

Gráfico 11. Esquema de formación y usos del biogás



Fuente: Ghenai y Janajreh (2015).

Gráfico 12. Esquema conceptual de planta de biogás con cogeneración y uso de digestatos como fertilizantes



Fuente: BIOS BIOENERGIE SYSTEME GmbH (sin fecha).

5.2.3 Almacenamiento de la biomasa

El proceso de transformación de residuos orgánicos en biogás comienza con la recolección de la materia orgánica que conformará el sustrato.

Se requiere contar con un sector de entrada para el sustrato, por ejemplo, un contenedor o cámara de carga, desde donde se alimentará al digestor. A su vez, la cámara de carga puede ser alimentada desde distintos puntos cuando se trata de un sustrato combinado. Para el caso de estudio 3 se debe contar con un tanque para la recepción de residuos agropecuarios (estiércol de ganado en este caso) y un sector de almacenamiento para el silaje de maíz (Imagen 1).

Dependiendo del diseño y de los sustratos, la mezcla es bombeada hacia otro tanque (Imagen 2), donde es mezclada para formar una masa o solución homogénea.

En los sistemas de carga de los biodigestores existen diferentes tecnologías que dependen de las condiciones del sustrato, logística, costos y preferencias de los desarrolladores y ejecutores de los proyectos: para digestión de biomasa agrícola y cultivos energéticos; para tratamiento de aguas residuales; para residuos de tambo, frigoríficos, criaderos de cerdos y otros; para sustratos con gran porcentaje de materia seca.

Imagen 1. Almacenamiento de biomasa (silaje de maíz) en planta de biogás



5.2.4 Pretratamiento y alimentación de la biomasa

Idealmente, el sustrato tiene propiedades de fluido bombeable, lo que facilita su introducción al biodigestor.

Si el contenido de masa seca en un sustrato supera el 15%, el sustrato ya no puede ser bombeado y se debe agregar al fermentador por separado.

Los sólidos y los productos verticales pueden introducirse directamente en el fermentador a través de los gusanos. Esto se realiza mediante tornillos sin fin ascendentes o transportadores de tornillo, émbolos o punzonadoras.

Por otra parte, los sólidos se pueden mezclar con el líquido en un sistema cerrado, ya sea por medio de un macerador, o se pueden agregar al líquido por medio de alimentación forzada. En ambos casos, los sólidos en esta suspensión se bombean al fermentador.

5.2.5 Proceso de fermentación

Dependiendo de cómo se suministrarán los sustratos de fermentación al biodigestor, también llamado tanque de fermentación, se tienen procesos continuos o discontinuos.

En el caso de procesos discontinuos (por lotes), el fermentador se llena con sustrato fresco y se cierra herméticamente. Los procesos discontinuos son, por lo general, operados como fermentación seca (también llamada fermentación sólida). Aquí, los fermentadores tipo garaje se llenan y vacían simplemente mediante cargadores de ruedas. La producción de gas comienza lentamente después del llenado y vuelve a disminuir también lentamente después de alcanzar el máximo. El sustrato permanece en el tanque sin agregarse o quitarse sustrato. Una vez completada la producción de biogás, el sustrato fermentado será reemplazado por un sustrato nuevo, y el proceso comenzará nuevamente.

Imagen 2. Tanque de recepción y almacenamiento de residuos ganaderos en planta de biogás



En cambio, los procesos continuos son la forma clásica de producción de biogás. Están marcados por una alimentación regular (casi continua) en el fermentador. El inconveniente de este es la alta demanda de energía para operar unidades de agitación, ya que el contenido del fermentador debe mezclarse regularmente. Los costos de inversión de las plantas de operación continua son, en su mayoría, más altos que los de las plantas de operación discontinua. Además, los costos de mantenimiento son ligeramente más altos debido a las unidades de agitación móviles. La ventaja esencial de las plantas que operan de manera continua es la producción de gas claramente mayor en comparación con las plantas de fermentación seca que operan de manera discontinua.

En Alemania, se aplican preferiblemente procesos continuos en plantas agrícolas, y el sustrato se alimenta al fermentador unas cuantas veces al día. Se pueden usar líquidos (estiércol líquido, lodos)

así como sustratos sólidos (ensilaje de maíz, residuos biológicos), con un contenido de agua suficiente que debe alcanzarse siempre en la mezcla. Cuando se alimenta el fermentador, una cantidad igual de sustrato fermentado se transporta desde el fermentador hasta el siguiente tanque. Dependiendo del concepto de la planta, este puede ser un fermentador adicional, un fermentador secundario o un tanque de residuos de fermentación. Así, es posible producir continuamente biogás y, por tanto, calor y electricidad.

El concepto con un fermentador (o unos pocos) y un tanque de residuos de fermentación también se conoce como "procedimiento de flujo de almacenamiento". La parte predominante de las bacterias de CH_4 tiene temperaturas óptimas en el rango mesofílico de alrededor de 30 °C a 40 °C. La mayor parte (85%) de las plantas de biogás en Alemania se opera en este rango de temperatura, que puede hacer frente a variaciones de temperatura de ± 3 °C sin tener

grandes efectos negativos. El funcionamiento de las plantas es esencialmente más sensible en el rango termofílico (50 °C a 57 °C). En este caso, las variaciones de temperatura deben limitarse a ± 1 °C, ya que, en el caso de variaciones de unos pocos grados, debe esperarse una disminución drástica de las tasas de conversión y, por lo tanto, de la producción de biogás. Si se procuran altos caudales y los sustratos utilizados son un material higiénicamente problemático (residuos biológicos), el proceso termofílico¹⁶ será una ventaja.

Los procesos termofílicos alcanzan una velocidad de descomposición más alta, una salida de gas significativamente mayor y son más estables a la carga de choque. Las operaciones mesofílicas y termofílicas difieren en la adaptación de los culti-

vos de bacterias a su temperatura ambiente y pueden no cambiar rápidamente.

El contenido energético del biogás depende directamente del contenido de metano. Cuanto mayor sea el contenido de sustancias fácilmente descomponibles, como las grasas y el almidón, estarán en el sustrato de la fermentación y mayor será la producción de gas. Un metro cúbico de metano tiene un contenido de energía de casi 10 kWh (9,97 kWh). Si el contenido de metano asciende al 60%, el contenido de energía de 1 m³ de biogás totalizará aproximadamente 6 kWh, el valor calorífico corresponderá aproximadamente a 0,6 litros de fueloil.

Como efluente del proceso de fermentación se obtiene el digestato, que luego de ser almacenado y acondicionado puede, usualmente, ser utilizado como biofertilizante, reincorporando nutrientes al suelo (Imagen 3).

¹⁶ Digestión que se produce a una temperatura cercana o dentro del rango termofílico, generalmente entre 43 °C y 60 °C.

Imagen 3. Digestores en secuencia en una planta de biogás



5.2.6 Limpieza del biogás

Desulfuración

Durante la descomposición anaeróbica de grupos de sustancias orgánicas en plantas de biogás, se forma H_2S . El contenido de H_2S en el biogás depende del contenido de azufre (S) de los sustratos utilizados.

Además del efecto altamente tóxico del H_2S que debe considerarse cuando se libera biogás, los óxidos de azufre (SO_x) se forman a partir del H_2S durante el proceso de combustión. Esto lleva finalmente, en relación con la humedad, a la formación de ácido sulfúrico, con fuertes efectos corrosivos en el equipamiento de las plantas de biogás.

Por eso, es necesario desulfurar y deshumidificar el gas crudo para alcanzar una operación de bajo mantenimiento y baja emisión de la planta de CHP y evitar la corrosión de las unidades de la planta que contienen gas (Imagen 4).

Entre los procedimientos de desulfuración biológica se encuentran:

- Desulfuración biológica interna: como regla general, el aire ambiente se inserta directamente en la sala de gas del fermentador, el O_2 reacciona con el H_2S y mineraliza el S: $2 \text{H}_2\text{S} + \text{O}_2 \rightarrow 2 \text{S} + 2 \text{H}_2\text{O}$.
- Procedimientos de desulfuración biológica externa: después de pasar el fermentador y antes de ingresar a la CHP, el biogás se lleva a través de una torre separada donde se introduce aire ambiente y las bacterias se depositan, por ejemplo, en el empaque de la torre.

Por su parte, los procedimientos de desulfuración químico-físicos típicos son:

- Precipitación añadiendo sal de hierro directamente al fermentador.
- Lavado alcalino.

Imagen 4. Sistema de desulfuración de dos torres en una planta de biogás



© Pablo Tarela

- Adsorción a masas que contienen hierro.
- Adsorción a los filtros de carbón.

Deshumidificación

Como regla general, el biogás saturado por vapor de agua debe deshumidificarse para cumplir los objetivos establecidos por los fabricantes de motores. Esto sucede a menudo por condensación y separación del agua en tuberías enterradas en tierra o por enfriamiento del gas en intercambiadores de calor. Al recalentar el gas frente a la ruta de gas de la CHP, la humedad relativa del aire se reduce aún más.

5.2.7 Tratamiento de biogás para alimentarlo en una red de gas

El tratamiento puede ser por limpieza del gas (limpieza con agua a presión, limpieza con amina sin presión) o adsorción.

Al tratar el biogás, se precipitan los componentes no deseados, en particular el CO_2 . Después de purificarlo y mejorarlo para aumentar su valor calorífico, el llamado biometano puede usarse como combustible y alimentarse a la red pública o industrial de gas.

De esta forma, sustituye de inmediato al gas natural fósil. Esto permite un alto grado de uso de la energía total, así como la máxima libertad en su utilización.

Cuando se produce biometano, se genera un gas residual rico en CO_2 que contiene porciones de CH_4 aún relevantes (según el procedimiento desde menos del 0,1 al 4%). Es por eso por lo que se deben tomar medidas para reducir las emisiones de CH_4 .

5.2.8 Eliminación de biogás sin generar energía útil

Debido a que el proceso de producción es continuo y no es posible detenerlo rápidamente, las plantas de biogás tienen sistemas de seguridad alternativos para disponer del biogás: el venteo y el quemado abierto. Por ejemplo, una antorcha hacia la cual se deriva el biogás y se lo quema en caso de ser necesario, por exceso de producción o imposibilidad de quemarlo en el circuito de combustión principal.

Cuando opere la antorcha, se generarán emisiones de gases de combustión no controladas, y trazas de metano. En el venteo, la liberación del CH_4 y el CO_2 del biogás es completa.

5.3 Equipos para la combustión de biogás

El biogás se utiliza principalmente como combustible en motores de combustión interna y turbinas a gas, para la generación de electricidad y calor.

La primera tecnología es, usualmente, la preferida debido a que no requiere una preparación tan exhaustiva del biogás antes de la combustión, por los menores costos de inversión, y porque el mantenimiento de las unidades de combustión interna ya resulta estándar.

Las alternativas a los motores de combustión interna son, en la actualidad, la conversión en electricidad en microturbinas o celdas de combustible.

Existen unidades generadoras integradas diésel que se adaptan para operar con biogás, y equipos dedicados que salen de fábrica para utilizar este combustible. La tecnología de motores de combustión, que es la más extendida, es bien conocida en la Argentina, omitiéndose aquí los detalles (Imagen 5). Sin embargo, en los próximos capítulos se presentan sus implicancias ambientales generales para este tipo de proyectos.

5.4 Cogeneración

En la actualidad, en la mayoría de los casos, el biogás producido se utiliza en plantas de cogeneración (Gráfico 13). Las modernas plantas de cogeneración funcionan con una eficiencia eléctrica de alrededor del 40%. La electricidad generada puede usarse para el proceso, para las necesidades de la propia industria y para alimentar a la red del proveedor de energía local.

La bioenergía producida en CHP de alta eficiencia se puede utilizar en el sector industrial, y transferir al sector residencial y a los edificios públicos a través de la calefacción urbana, generando un claro beneficio ambiental al evitar el consumo de combustibles fósiles.

En 2016, en Europa, el 58% de la bioelectricidad se generaba en plantas con CHP (9021 MW en 15 596 plantas). De ellas, la cantidad de plantas de biogás con CHP alcanzaba casi 7 000 (Bioenergy Europe, 2018).

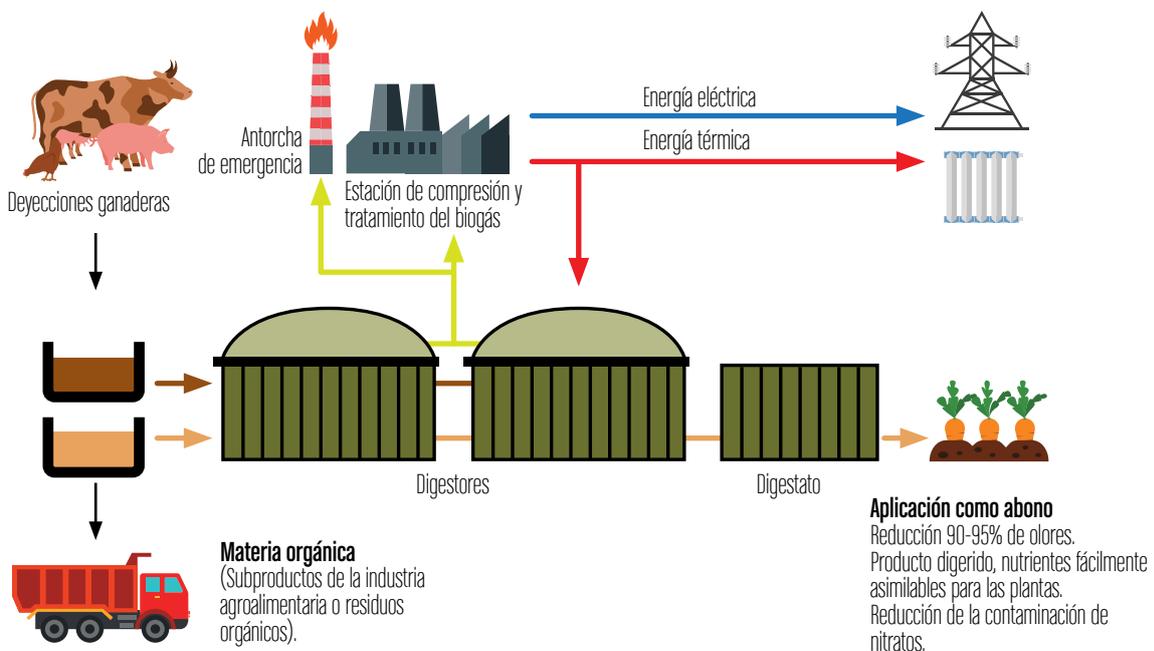
La energía térmica del cogenerador se extrae enfriando los intercambiadores de calor de agua y los intercambiadores de calor de gases residuales. Aquí, la eficiencia térmica está entre el 40 y el 50% de

Imagen 5. Motogeneradores en disposición modular, con cabina de insonorización, en una planta de biogás



© Pablo Tarela

Gráfico 13. Esquema de planta de biogás con cogeneración



Fuente: Ministerio de Energía (Chile) y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH (2012).

pendiendo de la eficiencia eléctrica. El calor disponible sirve, en primer lugar, para suministrar calor de proceso (calentamiento del sustrato, calentamiento del fermentador). El calor excesivo que, por regla general, tiene una temperatura de flujo de hasta 90 °C, está disponible para uso externo.

Si faltan tales posibilidades de uso, debe emitirse al medio ambiente a través de instalaciones de refrigeración.

En definitiva, aplican los mismos conceptos presentados para el caso de biomasa sólida en el Capítulo 4.

5.5 Desarrollo del biogás en otros países

Europa se presenta como la región de mayor desarrollo del biogás. No obstante, el mayor crecimiento se da actualmente en Asia, de acuerdo a la información de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA).

A fines de siglo XX el tamaño medio de las plantas de biogás en Alemania era de 0,06 MW/planta,

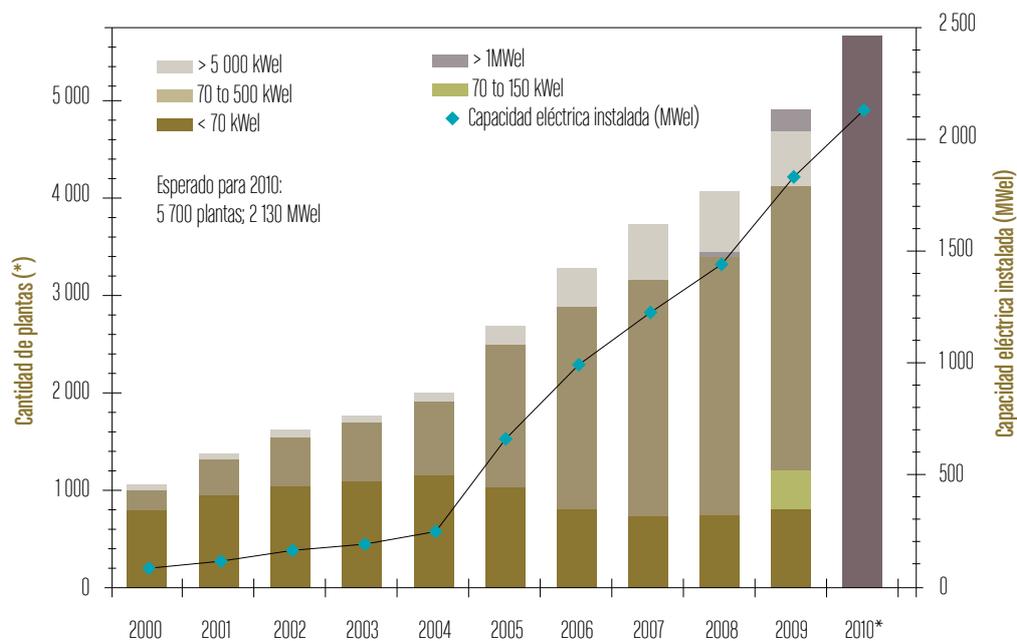
valor que se duplicó para el 2004 (deGraaf and Fendler, 2010). Las políticas de promoción aplicadas a principios del presente siglo llevaron a que en 2009 se contaran unas 3 900 plantas, que generaban 1 376 MW (Starcevic *et al.*, 2009), lo que equivale a una media de 0,35 MW/planta.

En 2010, el número de plantas aumentó a 5 700 y la capacidad instalada a 2 130 MW, manteniendo el promedio casi en el mismo rango (0,37 MW/planta).

Para esta época, el 40% del biogás generado en Europa provenía de plantas alemanas. No obstante, pocos países generaban biogás a partir de biomasa proveniente de la agricultura como en el proyecto analizado en este documento. Entre ellos se contaban Austria, Holanda y Dinamarca. Por su parte, la República Checa mostró un crecimiento significativo hacia 2010, con 230 plantas y 112 MW de potencia instalada (0,49 MW/planta en promedio).

El Gráfico 14 muestra la evolución de las plantas de biogás con generación de electricidad en Alemania hasta 2009, incluyendo la segmentación por

Gráfico 14. Evolución de las plantas de biogás en Alemania



Fuente: deGraaf and Fendler (2010).

escalas. Nótese que la tendencia era al incremento en el segmento de mayor potencia, en detrimento del de menor potencia.

La Asociación Europea de Biogás (EBA)¹⁷ mostraba que, en 2015, Alemania lideraba el biogás con casi 11 000 plantas, 7 veces más que el segundo (Italia). De todas formas, una decena de países ya tenía instaladas 200 plantas de biogás o más (Gráfico 15).

Estos números se incrementaron fuertemente: entre 2009 y 2016 se pasó de un total de 6 227 a 17 662, como muestra el Gráfico 16. La mayor parte del crecimiento se debió a plantas asociadas a sustratos de agricultura como el proyecto tipo de este estudio, que pasaron de 4 797 en 2009 a 12 496 en 2016. La producción de energía primaria con biogás de fermentación anaeróbica representaba el 75% del total producido con biogases.

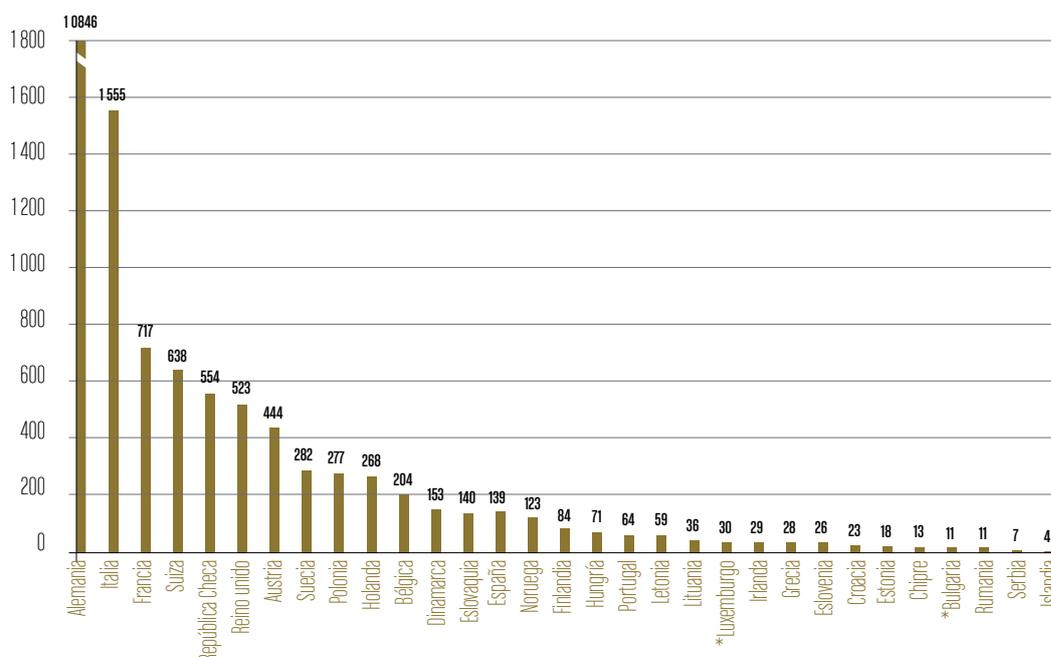
La cantidad de plantas de biogás con cogeneración en 2016 alcanzaba casi 7 000, a las que se agregaban alrededor de 150 plantas térmicas urbanas. Del biocalor generado, el 4,9% proviene del biogás, y del total de la capacidad instalada en bioelectricidad, 11 413 MW corresponden a biogás, lo que representa el 29% (Bioenergy Europe, 2018).

Para fines de 2016, la EBA informaba un total de 17 376 plantas de biogás en Europa. En 2018, en el conjunto de 28 países de Europa el biogás representa casi el 12% de la biomasa consumida.

Si bien el número de plantas total se ha estabilizado desde 2015, la EBA indica que la capacidad instalada de biogás en Europa se incrementa. Se pasó de 4 158 MW en 2010 a 9 985 MW en 2016 (Gráfico 17). Así, el promedio por planta alcanza 0,57 MW/planta, un orden de magnitud superior a los comienzos en Alemania a principios de siglo. Desde 2011 el crecimiento del sector se basa en biogás asociado a la agricultura, pasando de 3 408 MW en 2011 a 6 348 MW en 2016.

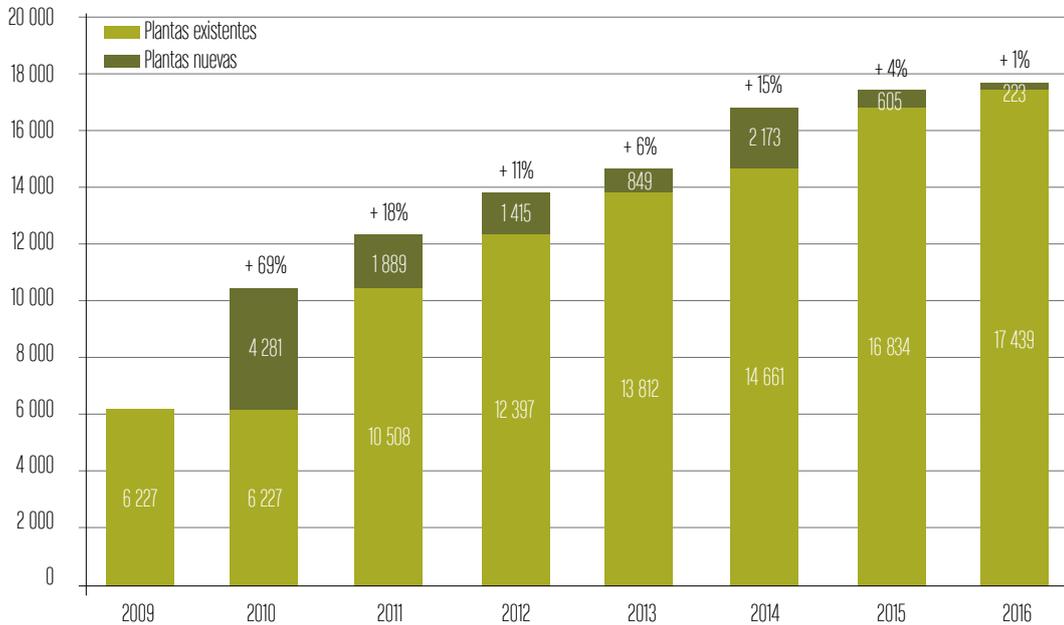
¹⁷ Para mayor información, visitar: <http://european-biogas.eu/>

Gráfico 15. Plantas de biogás en Europa por país en 2015



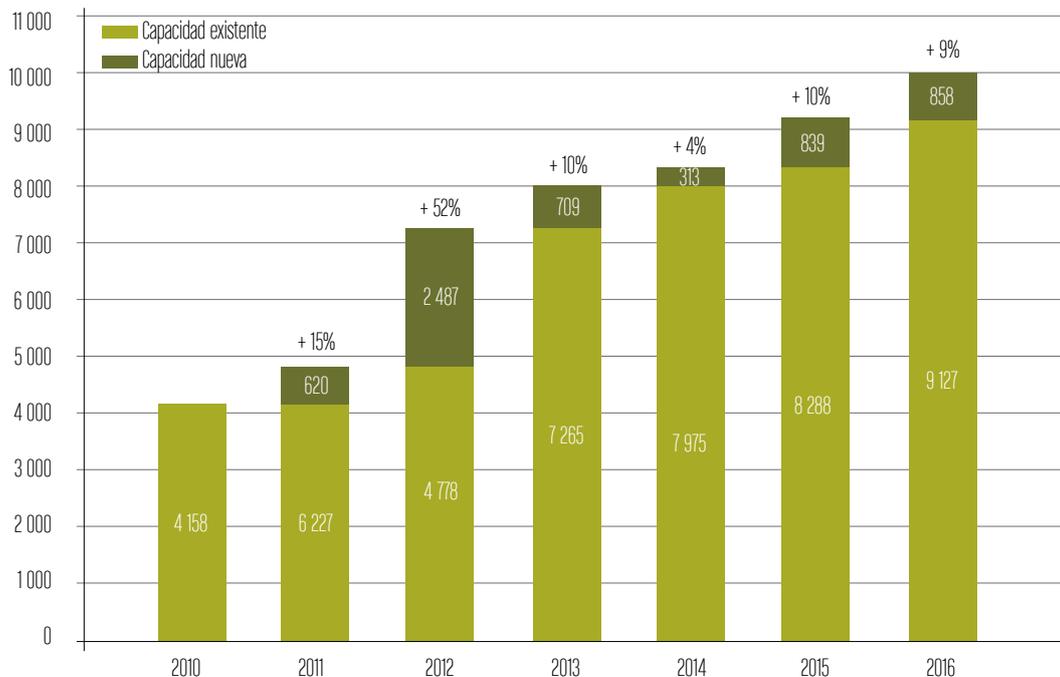
Fuente: EBA (2016).

Gráfico 16. Evolución del número de plantas de biogás en Europa entre 2009 y 2016



Fuente: EBA (2016).

Gráfico 17. Evolución de la capacidad instalada de biogás en Europa entre 2009 y 2016



Fuente: EBA (2016).

5.6 Plantas en operación en la Argentina

En la sección 4.7 Plantas en operación en la Argentina, se listaron las plantas de biomasa del programa RenovAr en operación actualmente. Como se indicó, el 4,4% (5,82 MW) corresponde a 4 proyectos con biogás como los estudiados aquí (sin considerar biogás de rellenos sanitarios).

La escala de los proyectos individuales de biogás es bien inferior a los de biomasa sólida, estando en el rango 1,2-2 MW por planta, con una potencia media por debajo de 1,5 MW/planta (Imagen 6 e Imagen 7).

Imagen 6. Planta de biogás con silo de maíz y residuos sólidos agropecuarios



Imagen 7. Planta de biogás con silo de maíz y residuos líquidos de la producción de biocombustibles



6. EMISIONES GASEOSAS

- 6.1 Emisiones gaseosas en la combustión de biomasa sólida
- 6.2 Control de emisiones de material particulado
- 6.3 Control de emisiones de NO_x
- 6.4 Otras emisiones gaseosas en la conversión de biomasa sólida
- 6.5 Emisiones gaseosas en la conversión de biogás
- 6.6 Otras emisiones gaseosas en la conversión de biogás
- 6.7 Límites de emisión en la Argentina
- 6.8 Límites de emisión en otros países
- 6.9 Normas de calidad de aire en la Argentina
- 6.10 Normas de calidad de aire de referencia internacional
- 6.11 Emisiones de gases de efecto invernadero

Uno de los desafíos principales del proyecto será diseñar las instalaciones para que las corrientes de salida sean ambientalmente aceptables.

Uno de los principales efluentes de los proyectos de conversión de biomasa sólida y biogás en energía es el gaseoso, debido a las emisiones de los equipos de combustión. Este capítulo se dedica a este aspecto central y también considera ciertas emisiones secundarias del proceso, y la generación de GEI.

6.1 Emisiones gaseosas en la combustión de biomasa sólida

Entre las corrientes de salida en una instalación que quema biomasa sólida se cuentan los gases de combustión, las cenizas y los efluentes del sistema de depuración de gases. La composición de estas corrientes depende tanto del proceso como del contenido elemental del biocombustible.

Uno de los desafíos principales del proyecto será diseñar las instalaciones para que estas corrientes sean ambientalmente aceptables. Ello implica el cumplimiento de los estándares de emisión definidos por la normativa jurisdiccional aplicable o, en el caso de que esta no esté definida, la aplicación de estándares propios del proyecto que estén en sintonía con la experiencia internacional existente y garanticen un impacto mínimo sobre la calidad de los recursos aire, suelo y agua del entorno.

Se espera que el proponente del proyecto presente en detalle la tecnología que utilizará tanto para el proceso de combustión como para el tratamiento de los gases de salida. Las garantías de emisión del fabricante de los equipos darán sustento a la presentación, y junto con la normativa

aplicable permiten dar forma al posterior plan de monitoreo ambiental de las instalaciones.

6.1.1 Combustión de biomasa sólida

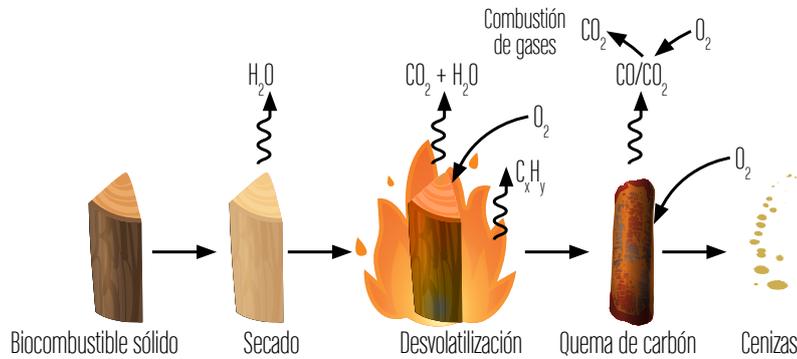
La combustión de biomasa sigue una secuencia compleja de reacciones químicas endotérmicas y exotérmicas entre el combustible de biomasa y el oxidante. El Gráfico 18 esquematiza esta secuencia, en la cual se pueden distinguir 3 etapas principales:

1. Secado.
2. Pirólisis y gasificación.
3. Combustión de productos gaseosos y carbón.

En una combustión ideal, los elementos contenidos en la biomasa, como C, H, N y S, reaccionan con el O_2 del aire en una serie de reacciones químicas que finalmente entregan la energía buscada y forman subproductos principales, como CO_2 , N_2 y H_2O , los que son emitidos acompañados por trazas de NO_x y SO_x . La falta de O_2 genera subproductos no deseados como CO y CH_4 . Por el contrario, el exceso de O_2 produce otro tipo de combustión incompleta con subproductos no deseados como el NH_3 .

En los equipos de combustión de biomasa, como las calderas, parte del combustible reacciona en forma ideal, entregando subproductos de la combustión completa, y otra fracción lo hace generando subproductos de la combustión incompleta como los arriba citados, y a los que, según las circunstancias, se pueden agregar otros como cloruro de hidrógeno (HCl) y material particulado (MP).

Gráfico 18. Esquema de la combustión de biomasa sólida



Fuente: IRBEA (2016).

Por su parte, el Cuadro 8 sintetiza los principales¹⁸ componentes de la emisión gaseosa en la combustión de biomasa que acompañan al H_2O y al N_2 .

El MP es considerado como uno de los principales contaminantes generados en la combustión de biomasa.

Cuadro 8. Emisiones gaseosas principales por combustión de biomasa (con bajo contenido de cloro)

Tipo	Emisiones
Material particulado grueso	MPT, polvo sedimentable, hollín
Material particulado fino	PM_{10} $PM_{2.5}$
Gases de combustión	NO_x CO_x SO_x CO_2

Fuente: Elaborado por el autor.

El material particulado grueso (polvo sedimentable, hollín, o detritos parcialmente combustionados de biomasa), si no es capturado antes de llegar a la chimenea de escape final del sistema de combustión, generará un impacto visual negativo directo en el sitio de emisión. A continuación, se presentan algunos indicadores cuantitativos para determinar los niveles de emisión permitidos para este tipo de material. Además, su dispersión fuera del predio en cuestión generará molestias a los vecinos. Existen innumerables situaciones en las que esta problemática ha producido inconvenientes, por ejemplo, con el uso de bagazo en las calderas de ingenios en el NOA, cuando no se realiza un correcto lavado de gases.

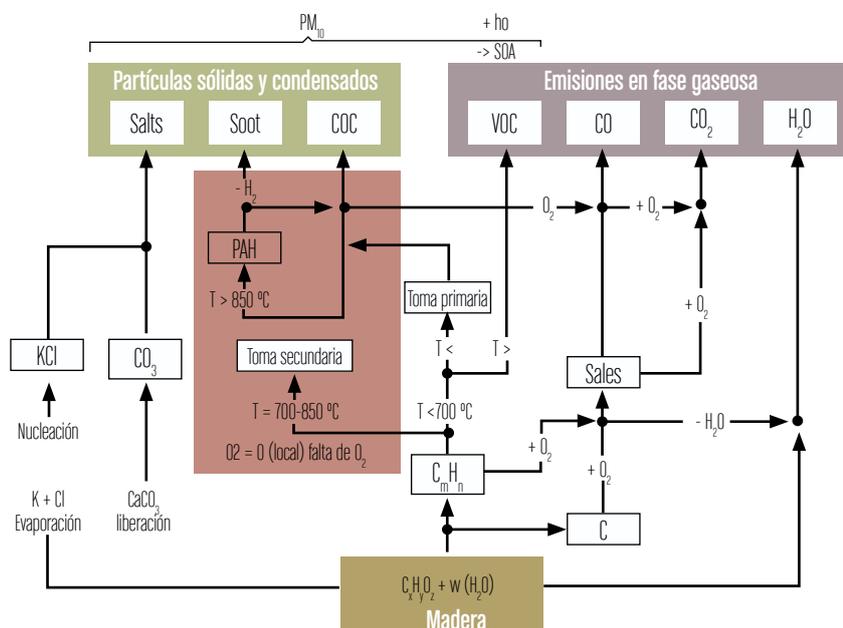
En el caso del material particulado fino, las fracciones inhalables PM_{10} (diámetro característico $< 10 \mu m$) y $PM_{2.5}$ (diámetro característico $< 2.5 \mu m$), tienen implicancias particulares sobre la salud de los seres humanos, por su mayor penetración en los tejidos pulmonares (OMS, 2006), y actualmente se los analiza por separado en el estudio de la calidad del aire¹⁹.

Para evitar la dispersión sin control de las partículas primarias, en general, se requiere equipamiento de control de emisiones.

Las emisiones gaseosas son comunes a otros procesos de combustión. El equipamiento esta-

¹⁸ El término "principal" hace referencia a las emisiones esperadas más significativas en concentración, no necesariamente a las más perjudiciales para la salud.

¹⁹ Algunas jurisdicciones, como la provincia de Buenos Aires, ya tienen regulación al respecto.

Gráfico 19. Esquema de la formación de partículas en la combustión de biomasa sólida

Fuente: IRBEA (2016).

rá ajustado para minimizar la formación de CO, al maximizar el aprovechamiento de la biomasa para generar calor. El control de las temperaturas de combustión prevendrá la formación en exceso de NO_x . El nivel de SO_x estará asociado al contenido de S en la biomasa. Usualmente el 95% se emite en forma de dióxido de azufre (SO_2) y el 5% restante, como SO_3 . La aparición de sulfatos podría darse en situaciones particulares. El CO_2 no tiene efecto contaminante directo, y ya se mencionó que el ciclo de C en la combustión de biomasa es neutro.

Las emisiones de MP y compuestos gaseosos antes citadas para la combustión de biomasa sólida resultan superiores a las que surgen de la combustión de gas natural o de biogás, aunque en estos últimos casos se pueden generar emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV) y CH_4 que, en el primer caso, son típicamente inferiores. (Cuadro 19).

De los contaminantes expuestos, el MP (y productos intermediarios) y los NO_x son usualmente los más relevantes en las emisiones gaseosas de combustión de biomasa. Por otro lado, la combus-

ión en equipos térmicos bajo condiciones reales produce una fracción de la reacción en forma incompleta, que puede dar lugar a la formación de compuestos secundarios²⁰ como los que se muestran en el Cuadro 9.

El material particulado muy fino (diámetro característico $< 1\ \mu m$) está formado por hollín, compuestos orgánicos, y aerosoles inorgánicos en forma de sales. Estas partículas secundarias se originan por reacciones de los compuestos que aparecen en el proceso de combustión incompleta.

El CH_4 aparece en las reacciones intermedias de combustión, y se lo señala separado de los demás COV ($COV = CH_4 + COVNM$) por sus implicancias como GEI. Algunos estudios han mostrado la aparición de más de 30 COV en la combustión de pastillas de madera, siendo que el CH_4 representa entre

²⁰ El término "secundario" hace referencia a emisiones usualmente en bajas concentraciones, aunque algunos compuestos pueden ser nocivos para el equipamiento de planta y peligrosos para la salud.

el 20 y el 60% de las emisiones totales en masa (Johansson *et al.*, 2004).

Cuando hay cloro (Cl) presente en la biomasa, debido a que siempre hay C orgánico y O₂, el proceso de combustión puede dar lugar a la formación de dioxinas y furanos para temperaturas entre 250 °C y 450 °C (CNE y GTZ, 2007). La combustión incompleta favorece su formación, mientras que altos contenidos de S en la biomasa la reducen. Estos fenómenos requieren ser estudiados en mayor detalle

Cuadro 9. Emisiones gaseosas secundarias por combustión de biomasa

Tipo	Emisiones
Material particulado muy fino	PM ₁ , compuestos orgánicos aerosoles inorgánicos en forma de sales
Gases	CH ₄ + COVNM + HAP (CxHy)
	NH ₃
	HCl, Cl ₂ , cloruros, dioxinas y furanos

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 10. Composición elemental típica para distintas biomásas sólidas (porcentaje de masa, base seca)

Biomasa	C	H	O	N	S	Cl
Madera ⁽¹⁾	49-52	5,7-6,1	41,8-43,2	0,09-0,4	0,01-0,1	0,01-0,1
Paja ⁽²⁾	44,3-47,6	5,3-5,9	40,1-42,9	0,41-0,76	0,06-0,14	0,01-0,98
Hierba ⁽²⁾	45,1-46,3	4,9-5,2	34,8-36,8	2,01-3,37	0,15-0,2	0,75-1,09
Caña maíz ⁽³⁾	44,6-47,1	5,4-6,0	39,6-44,4	0,41-0,74	0,05	0,05-1,48

(1) Madera blanda, pellets y madera sin tratar.

(2) Distintas variedades.

(3) Partes y planta entera.

Fuente: CNE y GTZ (2007).

a nivel global, debido a la alta toxicidad de algunos de estos compuestos. Como en este trabajo no se considera la combustión de residuos urbanos, con contenido de Cl, la evaluación de este aspecto se debe orientar a la eventual presencia de elementos clorados en la biomasa (ver 6.1.2 Composición del combustible para biomasa sólida).

El impacto de las emisiones de estos compuestos está en continuo estudio, no solo para instalaciones de la envergadura considerada en este documento (ver más abajo), sino incluso hasta para pequeñas calderas y aparatos de combustión de biomasa domésticos (Air Quality Expert Group, 2017).

No se han considerado, en este documento, los oxidantes fotoquímicos (como el ozono, O₃, u otros resultantes de la presencia de luz solar).

6.1.2 Composición del combustible para biomasa sólida

Volviendo al combustible, la composición elemental de la biomasa incluye principalmente C, H, N, O, S y Cl. La distribución elemental relativa depende bastante del tipo de biomasa, existiendo variaciones marcadas entre las de origen agrícola y forestal. El Cuadro 10 presenta algunos datos típicos (Villeneuve *et al.*, 2012).

Se destaca que, en general, la biomasa lignocelulósica presenta mayor contenido de N y Cl que la forestal.

De esta forma, la combustión de biomasa en la forma de madera tiene ventajas ambientales respecto de la biomasa lignocelulósica y de los combustibles fósiles, debido a su menor contenido en S y N. Las emisiones de SO_x para la biomasa forestal resultarán relativamente bajas y, si la temperatura de combustión está bien controlada, ayudará a reducir la oxidación del N del aire lo que resultará en menores emisiones comparativas de NO_x .

En menor proporción, en la composición elemental de la biomasa pueden aparecer otros elementos (K, Na, Mg, P, Ca), incluyendo metales pesados (Ar, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Z).

Debido al (usualmente) bajo contenido de estos elementos, las emisiones por chimenea de aquellos compuestos volátiles y semivolátiles²¹ que surjan del proceso de combustión se espera que sean de menor importancia. No obstante, en el EIA deberá justificarse técnicamente tal supuesto.

Lo propio ocurre en relación con el contenido de elementos clorados en la biomasa sólida, según se citó previamente. Por ejemplo, la paja puede presentar contenidos de Cl de hasta 5 000 mg/kg. Se debe analizar en el EIA su influencia no solo como formador de depósitos o agente corrosivo (formación de HCl) para las instalaciones en los puntos fríos luego de la cámara de combustión, sino como precursor de contaminantes tóxicos erogados por chimenea.

Del mismo modo, se debe tener especial precaución en la evaluación del sustrato sobre el cual crece la biomasa. Por ejemplo, terrenos recuperados de viejas instalaciones de la industria química o petroquímica con depósitos subyacentes remanentes que contengan algunos de estos elementos, los cuales pueden ser incorporados a la biomasa en pie vía radicular. Por supuesto, el mismo concepto aplica al caso de zonas con pasivos ambientales en recuperación donde se utilizan especies vegetales con propiedades de alta incorporación

de hidrocarburos y metales pesados, los cuales podrían ser fuente de biomasa energética.

En este tipo de situaciones, se requerirá de una evaluación minuciosa de la composición elemental de la biomasa que se utilizará en la generación de energía del proyecto en cuestión, incorporando todos los elementos susceptibles de estar presentes. Las técnicas analíticas (US EPA, 1999) deberán ser lo suficientemente precisas²² como para dar resultados útiles para el balance en el flujo másico por chimenea (US EPA, 2009).

Para estos aspectos se puede consultar como guía la abundante bibliografía relacionada a la incineración de residuos peligrosos: por ejemplo, los protocolos preparados por la US EPA para las pruebas de desempeño en incineradores de ese tipo de residuos²³.

Cuando aplique la realización de este tipo de análisis de detalle, la evaluación deberá ser realizada por un profesional especialista.

6.1.3 Rango de emisiones gaseosas en la combustión de biomasa sólida

Las emisiones gaseosas en la combustión de biomasa presentan amplios rangos de variación, no solo en función del tipo del biocombustible, sino también de la tecnología aplicada. Por ejemplo, el Cuadro 11 presenta algunos resultados de proyectos en Canadá relacionados con las emisiones de gases de combustión y MP (Godbout, 2010).

El rango de resultados para CO es muy amplio, lo que suele darse incluso en pequeñas calderas donde se han reportado emisiones de 335 a 650 mg/m^3 (Kazimirova *et al.*, 2016).

En el caso de SO_x , las emisiones están relacionadas principalmente al contenido de S en la biomasa, como se mencionó antes, más que al proceso de combustión en sí mismo. En el Cuadro

²¹ Solo serán emitidos por chimenea aquellos compuestos con contenido de estos elementos que fueran volátiles y semivolátiles al final del proceso de combustión, y que escapen del sistema de depuración de gases. El resto permanecerá en las cenizas o las corrientes residuales secas o húmedas del sistema de lavado de gases adoptado.

²² Los límites de cuantificación analíticos deben garantizar que se pueda dar respuesta numérica tanto a la emisión másica en chimenea como a la posterior evaluación de impacto en la calidad de aire externo mediante modelado matemático, siendo este último impacto el objetivo final por verificar.

²³ Por ejemplo, ver el Código de Regulaciones Federales de EE. UU., capítulo XIII, con los requerimientos para permisos finales de incineradores: 40 CFR Parts 264.340- 264.347, 270.19, 270.62.

12 se muestra una comparación entre las emisiones de SO₂ para combustible biomasa respecto del de fósiles. La madera presenta el menor nivel, luego del gas natural. Por supuesto, este resultado variará también en función del contenido de S en los combustibles fósiles ensayados, pero permite ejemplificar un caso general.

También se encontraron variaciones importantes en los niveles de emisión en función de la energía obtenida en el proceso (Godbout *et al.*, 2012).

Por otro lado, los niveles aceptables de emisión de MP varían fuertemente entre las distintas regu-

laciones. Típicamente, las emisiones aceptables en chimenea están en el orden de 103-104 veces por sobre los niveles recomendados de calidad de aire de la Organización Mundial de la Salud (OMS). Esto es debido al efecto de dilución atmosférico. Sin embargo, este último cambia considerablemente en función de múltiples parámetros naturales asociados a la meteorología y la topografía, además de las condiciones de emisión operativas, las estructuras presentes, etc. Será fundamental estudiar en detalle el impacto de las emisiones en la calidad de aire circundante, especialmente cuando existan receptores críticos en la zona de influencia.

En el Cuadro 13 se resumen los hallazgos de un estudio en Escocia sobre las emisiones comparativas de MP fino entre biomasa y fósiles, mostrando que las emisiones son muy superiores a los casos con combustible gaseoso o líquido, aunque inferiores a los de carbón.

En su estudio sobre emisiones en la combustión de biomasa, la Asociación de Bioenergía de Irlanda presenta un listado de decenas de equipos comerciales para combustión de biomasa sólida con potencias térmicas en un amplio rango (0,05 a 4,2 MW) y con emisiones de MP definidas por los fabricantes en el rango de 18 a 150 mg/m³ (IRBEA, 2016).

Dicho estudio arroja los resultados que se incluyen en el Cuadro 14 para el análisis comparativo de emisiones de NO₂ entre los mismos combustibles. La conclusión coincide con la del caso de MP fino, aunque las diferencias entre los distintos combustibles son relativamente menores. Esto incluso se verifica para pequeñas calderas, donde se han informado valores típicos en el rango 50-157 mg/m³ (Kazimirova *et al.*, 2016).

Cuadro 11. Rango de variación de las emisiones en la combustión de biomasa (madera)

Parámetro	Mínimo	Máximo	Unidad
CO ₂	0,6	20	%
CO	23	1 400	ppm
MPT	20,7	950	mg/m ³
PM ₁₀	0,21	0,4	g/kg _{biomasa}
PM _{2,5}	0,88	9,3	g/kg _{biomasa}
PM ₁	0,21	0,38	g/kg _{biomasa}
NO _x	0,63	1,1	g/kg _{biomasa}
NO	22	359	ppm
NO ₂	0,6	0,82	g/kg _{biomasa}
SO ₂	0,05	3,55	g/kg _{biomasa}

Fuente: Elaborado a partir de Godbout *et al.* (2010, 2012).

Cuadro 12. Emisiones de SO₂ en pequeñas calderas (< 1 MW)

Combustible	Biomasa sólida *	Gas natural	Líquido	Carbón
SO ₂ (g/GJ)	30	0,5	140	0,09-0,4

(*) Madera

Fuente: IRBEA (2016).

Cuadro 13. Emisiones de MP fino en pequeñas calderas (< 1 MW)

Combustible	Biomasa sólida *	Gas natural	Líquido	Carbón
PM ₁₀ (g/GJ)	108	-	3	170

(*) Madera

Fuente: IRBEA (2016).

Cuadro 14. Emisiones de NO₂ fino en pequeñas calderas (< 1 MW)

Combustible	Biomasa sólida *	Gas natural	Líquido	Carbón
NO ₂ (g/GJ)	150	70	100	200

(*) Madera

Fuente: IRBEA (2016).

En cuanto a los otros contaminantes, en el Cuadro 15 se presentan algunos valores típicos.

Para madera natural, se han reportado niveles de emisión de dioxinas y furanos (PCDD/PCDF) en el rango 0,01-0,2 ng/m³ (@²⁴ 11% oxígeno) (CNE y GTZ, 2007).

6.2 Control de emisiones de material particulado

Para minimizar las emisiones de MP, existen diversas tecnologías desarrolladas que han demostrado la eficiencia suficiente como para verificar los límites de emisiones de las regulaciones existentes en los países que más han avanzado en el desarrollo

²⁴De ahora en más, se usará @ como sinónimo de "se refiere a".

Cuadro 15. Rango de variación de las emisiones en la combustión de biomasa (madera)

Parámetro	Mínimo	Máximo	Unidad
HCl	0,005	0,02	g/kg _{biomasa}
HAP	0,0013	1,63	mg/m ³
CH ₄	2,7	470	mg/m ³
COVNM	< 0,03	80	mg/m ³

Fuente: Elaborado a partir de Godbout *et al.*, (2010, 2012).

de la bioenergía. A continuación, se explican las más utilizadas.

6.2.1 Ciclón

Los ciclones utilizan la fuerza centrífuga del gas rotante para separar las partículas pesadas. Son equipos robustos, trabajan en un amplio rango de temperaturas y su costo es relativamente bajo. Son aptos para MPT, pero no son eficaces para MP fino.

En estos aparatos se aprovecha la velocidad de los humos, que, al entrar en un equipo de forma circular, se ven forzados a recorrer una trayectoria helicoidal. Esta trayectoria produce una fuerza centrífuga sobre las partículas que se mueven hacia el exterior de la corriente gaseosa, donde por rozamiento con la pared del ciclón pierden velocidad, se separan, y caen en el fondo del equipo. El gas tratado sale por el centro de la parte superior del equipo (Gráfico 20).

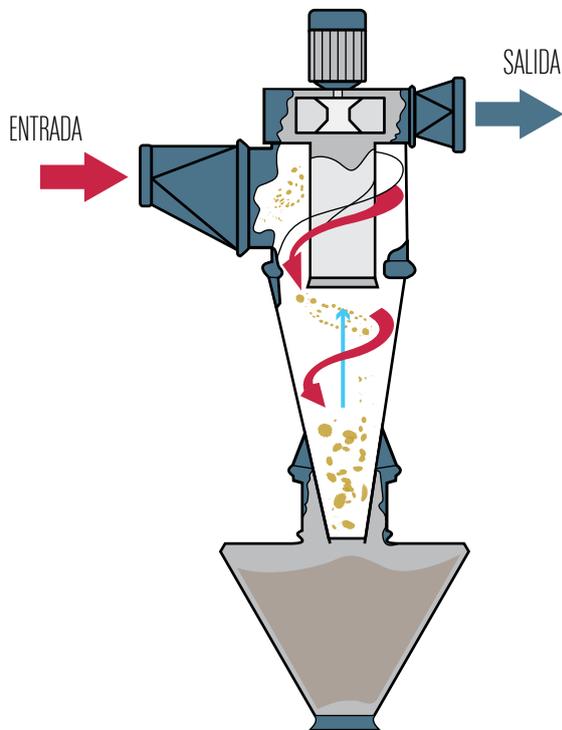
La eficacia de retención varía de acuerdo al tamaño de la partícula y su peso específico, pero oscila desde 30 a 90% para partículas de diámetros entre 5 y 20 µm (Perone *et al.*, 2009).

6.2.2 Ciclón de múltiples celdas

Los ciclones de múltiples celdas trabajan en paralelo, mejorando la eficiencia de retención de MP. Son más económicos que otras tecnologías excepto el ciclón de 1 celda.

Los multiciclones conforman un mismo equipo donde se encuentra una batería de pequeños ciclo-

Gráfico 20. Esquema de ciclón de celda simple



Fuente: IRBEA (2016).

nes. Flujos mayores a 10 Nm³/seg emplean multiciclones que operan en paralelo (Gráfico 21).

El Cuadro 16 sintetiza las ventajas y desventajas relativas de los ciclones.

6.2.3 Lavadora húmeda

Las lavadoras húmedas incorporan agua para capturar partículas para hacer colisionar una corriente acuosa contra ellas. Existen variantes dependiendo del flujo de agua y gases, siendo la más frecuente aquella en la cual la separación se realiza por medio de una corriente líquida pulverizada (gotas), que es inyectada dentro de una cámara por donde circulan los humos en contracorriente o cocorriente.

Las partículas se ven arrastradas por la corriente líquida hacia la parte inferior del equipo. El líquido cumple solo una función mecánica.

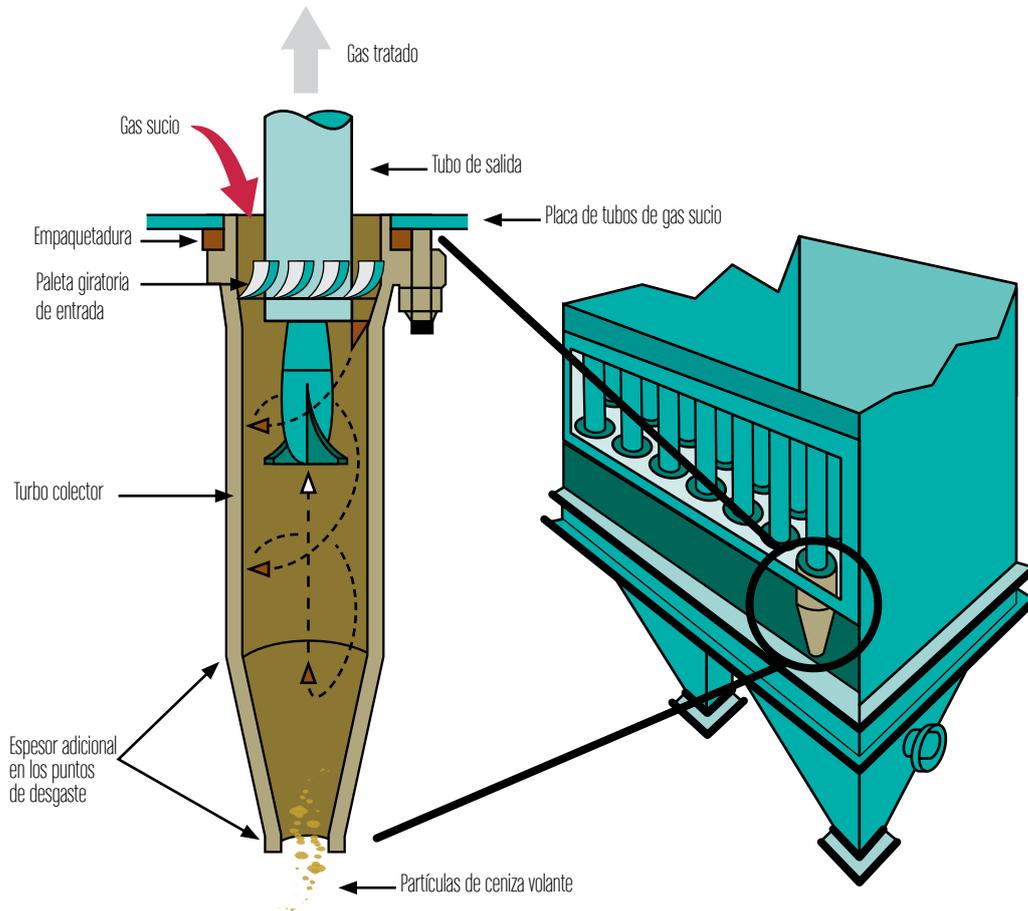
La colisión de las partículas con el medio líquido puede efectuarse de diversos modos, y el equipo más común es el tipo Venturi. Hay otros tipos como los separadores spray, o los lavadores de placas.

La eficacia depende del grado de contacto e interacción que tengan las partículas con el líquido; es por ello por lo que es muy importante la atomización del líquido y un adecuado tiempo de contacto. Tienen una eficiencia de remoción superior a los ciclones, ya que capturan también MP fino. Se pueden alcanzar eficiencias de 90 a 99% (Perone *et al.*, 2009).

Cuadro 16. Ventajas y desventajas de los ciclones

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo de construcción. • Equipo relativamente sencillo con pocos problemas de mantenimiento. • Caídas de presión relativamente bajas (2 - 6 pulgadas de agua). • Limitaciones de temperatura y presión impuestas exclusivamente por los materiales de construcción utilizados. • Recolección y colocación final en seco. • Requerimiento de espacio pequeño. 	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia de recolección baja, para partículas pequeñas. • Incapacidad para manejar materiales pegajosos.

Fuente: Perone *et al.* (2009).

Gráfico 21. Esquema de ciclón de múltiples celdas o multiciclón

Fuente: IRBEA (2016).

El principal problema es la eliminación de los lodos formados. Debido a que consumen grandes cantidades de energía, requieren suministro constante de agua y generan una corriente residual líquida, raramente se utilizan en instalaciones de combustión de biomasa de menos de 2 MW.

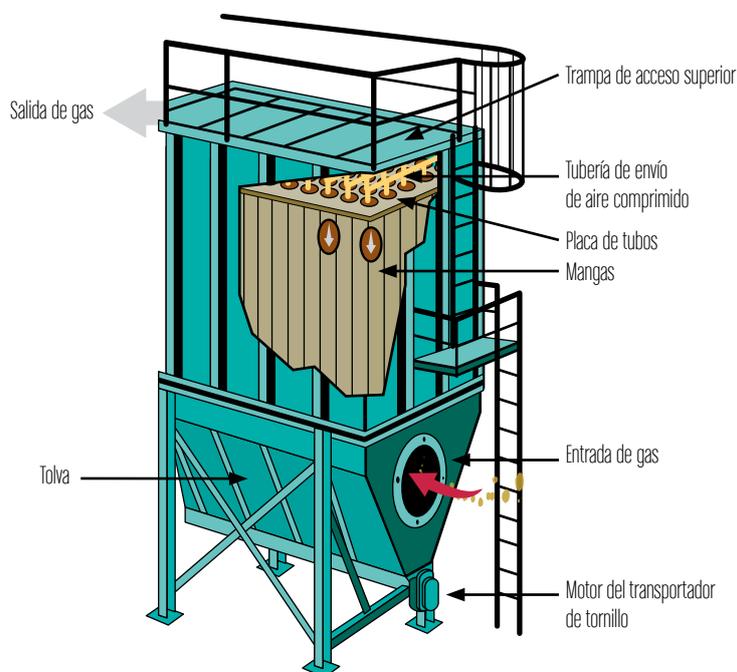
6.2.4 Filtros de manga

Los filtros de manga consisten en bolsas de tela que filtran el gas, capturando el material particulado. La eficiencia de retención aumenta a medida que las partículas forman una capa sobre la tela, hasta que esta es tan densa que ya no permite filtrar, por lo que se requiere una limpieza (mediante presuriza-

ción o vibración mecánica). Tienen gran eficiencia de remoción de MP fino, la cual se incrementa si se los usa aguas abajo de un ciclón, que remueve previamente el MP grueso (Gráfico 22).

Este equipo está compuesto por una serie de filtros (bolsas cilíndricas, con una malla de alambre que les proporciona la forma, recubiertas exteriormente por el tejido en cuestión) que se montan en una cámara donde el humo ingresa y se ve forzado a atravesar los filtros desde afuera hacia dentro, o desde adentro hacia fuera, y el particulado queda retenido en la cara externa del filtro o en la interna según el caso, el cual luego es recogido en una tolva que se encuentra en la parte inferior.

Gráfico 22. Esquema de filtro de mangas



Fuente: IRBEA (2016).

Con el fin de que el filtro no se obstruya, se limpia periódicamente. En el caso de que el particulado se forme en la cara externa, la limpieza automática se realiza inyectando aire a presión desde el interior de los filtros, lo que hace desprender el particulado adherido.

Debido a los problemas de corrosión, usualmente es necesario trabajar a más de 140-150 °C, por lo que no se pueden utilizar tejidos del tipo natural, poliésteres o polipropileno.

Los más utilizados son:

- Fibra de vidrio, que soporta temperaturas de hasta 250 °C, pero son extremadamente frágiles y atacables, por ejemplo, por el fluoruro de hidrógeno si está presente.
- Nomex, hasta 220 °C, pero puede hidrolizarse en presencia de HCl y alta humedad.
- Teflón, útil hasta los 260 °C, con elevada resistencia química, pero también elevado costo y una resistencia mecánica no muy buena.

Las principales características de los filtros de manga son:

- Menor costo de operación.
- Mayor mantenimiento, su costo de mantenimiento se eleva, por el constante cambio de las mangas.
- Alta pérdida de carga.
- Limitaciones en cuanto a la temperatura.
- Las concentraciones de salida suelen alcanzar valores del orden de los 5 mg/Nm³.
- La eficiencia es elevada y llega a alcanzar valores del 99,9%.
- Retienen partículas pequeñas del orden de 0,1 micrón debido a la capa de polvo que se forma en su superficie.
- Los poros de los filtros suelen ser del orden de los 50 micrones.

Los contaminantes que requieren un nivel de control inusualmente alto o que las bolsas de tela o la unidad en sí sean construidas de materiales especiales tales como Gore-Tex o acero inoxidable incrementarán los costos del sistema.

El Cuadro 17 sintetiza las ventajas y desventajas relativas de esta tecnología.

6.2.5 Precipitador electrostático (ESP)

Los precipitadores electrostáticos funcionan primero ionizando las partículas en la corriente gaseosa, y luego separándolas del flujo mediante la aplicación de un campo eléctrico generado entre placas paralelas.

Este sistema se basa en que las partículas contenidas en la corriente gaseosa, cuando atraviesan un campo eléctrico elevado (20 a 800 kV/m), adquieren una carga negativa, y debido a ello son atraídas por unas placas con carga positiva y luego recogidas mediante mecanismos apropia-

dos. Específicamente, está formado por una o varias cámaras donde en su interior se encuentran los electrodos negativos encargados de generar el elevado campo eléctrico, alternados por placas conectadas a tierra y en su parte inferior por tolvas para recoger el particulado separado (Gráfico 23 y Cuadro 18).

Las principales características de los electrofiltros son:

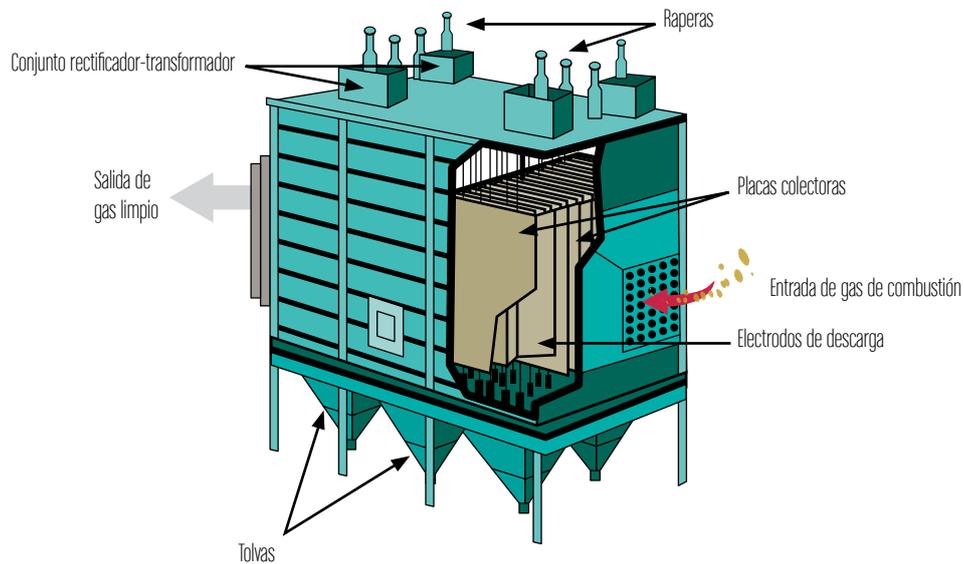
- Posibilidad de trabajar a temperaturas elevadas, 250 a 350 °C.
- Bajísima pérdida de carga.
- Bajo mantenimiento.
- Amplio ciclo de vida del orden de las décadas.
- Amplia elasticidad en relación con las características de los humos.
- Alta confiabilidad.
- Alto costo de instalación.
- Alto costo de ejercicio.

Cuadro 17. Ventajas y desventajas de los filtros de mangas

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia en la recolección muy alta de partículas gruesas y finas. • La eficiencia y caída de presión casi no se ven afectadas por cambios grandes en la carga de entrada de polvo, para filtros que se limpian continuamente. • En muchos casos, el aire de salida del filtro se puede recircular a la planta. • El material recolectado se recupera seco, para su posterior procesamiento. • Por lo general, la corrosión y oxidación de las partes no es problema. • El mantenimiento y las reparaciones son sencillos. • Se dispone de filtros en muchas configuraciones, por lo que hay gran variedad de dimensiones para adecuarse a los requerimientos de la instalación. • Operación relativamente sencilla. 	<ul style="list-style-type: none"> • Las temperaturas que exceden los 288 °C requieren material refractario especial o telas metálicas costosas. • Para ciertos tipos de polvos se necesita telas tratadas. • Las concentraciones de algunos polvos en el colector constituyen un riesgo de incendio o explosión si penetran chispas o llamas por accidente; existe la posibilidad de quemar las telas si se recolectan polvos fácilmente oxidables. • Requerimientos de mantenimiento relativamente altos (reemplazo de las mangas, etc.). • A temperaturas elevadas se puede acortar la vida de la tela, así como en presencia de partículas ácidas o alcalinas y componentes gaseosos. • La condensación de humedad y componentes alquitranados adhesivos puede causar taponamiento o agrietamiento de la tela, o requerir aditivos especiales. • El reemplazo de las telas implica el uso de protección respiratoria para el trabajador. • La caída de presión es del orden de 4-10 pulgadas de agua.

Fuente: Perone *et al.* (2009).

Gráfico 23. Esquema de precipitador electrostático



Fuente: IRBEA (2016).

Cuadro 18. Ventajas y desventajas de los ESP

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia de recolección muy alta para partículas gruesas y finas, lograda con un gasto relativamente bajo de energía. • Recolección en seco. • Baja caída de presión (<0,5 in de agua). • Diseñados para operación continua con requerimientos mínimos de mantenimiento. • Capacidad para operar a altas presiones o al vacío. • Capacidad para operar a altas temperaturas. • Capacidad para manejar en forma eficiente velocidades de flujo de gas relativamente altas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo de capital. • Muy sensible a cambios en las condiciones de la corriente gaseosa, especialmente el flujo, la temperatura, la composición del gas y las partículas (con su respectiva carga). • Ciertas partículas son difíciles de recolectar debido a características de resistividad relativamente altas o bajas. • Se requieren espacios grandes para su instalación. • Riesgo de explosión al recolectar partículas o tratar gases combustibles. • Se requieren medidas especiales de seguridad para proteger al personal de una descarga. • Durante la ionización del gas, se produce ozono por la descarga del electrodo cargado negativamente. • Se requiere personal de mantenimiento altamente capacitado.

Fuente: Perone *et al.* (2009).

6.2.6 Eficiencia de remoción

El rendimiento de cada tecnología depende de múltiples factores.

Se observan variaciones en las eficiencias de remoción informadas y las concentraciones de escape. A continuación, se presentan algunos datos generales de distintos autores (Cuadro 19, Cuadro 20 y Cuadro 21).

Por su parte, Koppejan (2015) analiza el rendimiento comparativo entre filtros de manga y ESP, incluyendo parámetros como el requerimiento de espacio y el costo, para la aplicación en combustión de biomasa (Cuadro 22).

En el estudio de AMEC (2013) se estableció un rendimiento del 50% para multiclón, con emisiones indicativas de 17 g/GJ y un costo anualizado del orden de 1-2% de la inversión inicial.

En la revisión de la AEA (2010) para calderas pequeñas (0,05 a 2 MW) se encontraron amplios rangos de variación, con factores de emisión de entre 3 y 29 g/GJ.

Estos estudios sugieren que las tecnologías de mayor eficiencia y costo solo serían recomendables para los casos donde existe un problema de calidad de aire previo, o hay receptores sensibles próximos.

6.3 Control de emisiones de NO_x

Existen métodos para aplicar en el propio proceso de combustión que reducen la formación y emisión

de NO_x. En general, los equipos actuales cuentan con este tipo de sistemas, por lo que no resulta necesario considerar medidas secundarias.

No obstante, de ser necesarias, existen un par de alternativas:

- Reducción selectiva no catalítica (SNCR).
- Reducción selectiva catalítica (SCR).

Estas medidas se suelen aplicar en instalaciones grandes, ya que los costos asociados son significativos.

La técnica SNCR involucra la inyección de un agente reductor (urea o amoníaco) en la corriente gaseosa, el cual reacciona con los NO_x que fueron producidos. La SNCR solo genera niveles de reducción apropiados para el rango de temperaturas entre 820 y 940 °C. El abatimiento puede alcanzar el 90%.

La técnica SCR opera del mismo modo que la SNCR, con la diferencia de que los catalizadores son usados para acelerar la reacción y mantener temperaturas más bajas. Los catalizadores usados pueden incluir materiales basados en óxidos de platino, tungsteno, titanio o vanadio. Esta técnica opera en el rango de temperaturas entre 250 y 450 °C. El abatimiento puede alcanzar el 95%.

En el estudio de AMEC (2013) se estableció un rendimiento del 50% para SNCR, con emisiones indicativas de 70 g/GJ, y del 80% para SCR, con emisiones indicativas de 23 g/GJ.

Cuadro 19. Eficiencia de remoción de PM₁ y concentración típica en chimenea, en el caso de biomasa

Tecnología	Variantes	Eficiencia de remoción (partículas 1 µm)	Concentración en chimenea (mg/m ³)
Ciclón	<ul style="list-style-type: none"> • Multiclón • Secos y húmedos 	30-50%	230-120
Filtros de manga	<ul style="list-style-type: none"> • Casa de bolsas 	99%	7-4
Precipitador electrostático	<ul style="list-style-type: none"> • ESP seco (combustión de madera) • ESP húmedo (emisiones de COV) 	98%	7-4
Lavador húmedo		96%	15

Fuente: Villeneuve *et al.* (2012).

Cuadro 20. Eficiencia de remoción de PM₁₀ y PM_{2,5}, en el caso de biomasa

Tecnología	Eficiencia de remoción PM ₁₀	Eficiencia de remoción PM _{2,5}
Ciclón	50%	5%
Ciclón de múltiples celdas	75%	10%
Precipitador electrostático	95%	90%
Filtro mangas (con ciclón)	99%	99%
Lavador húmedo	99%	99%

Fuente: IRBEA (2016).

Cuadro 21. Eficiencia fraccionada de colectores de material particulado, en porcentaje

Equipo	Diámetro (µm)				
	0-5	5-10	10-20	20-44	>44
Ciclón de baja presión	12	33	57	82	91
Ciclón de alta presión	40	54	74	95	98
Filtro de mangas	99	100	100	100	100
Lavador de mediana energía	80	90	98	100	100
Lavador de alta energía (Venturi)	95	99,5	100	100	100
Filtro electrostático	97	99	99,5	100	100

Fuente: Perone *et al.* (2009).

Cuadro 22. Comparación entre dos tecnologías típicas de remoción de MP en bioenergía

Criterio	Filtro mangas	ESP (seco)
Emisión (mg/Nm ₃ @ 11% O ₂)	1-5	5-50
Consumo energía (kW/MW)	14-17	2-5
Espacio requerido	Medio	Grande
Temperatura gases (C)	180-220	130-250
Costo de inversión	Medio	Alto

Fuente: Adaptado de Koppejan (2015).

6.4 Otras emisiones gaseosas en la conversión de biomasa sólida

En la fase de obtención de la biomasa sólida primaria, cuando se realice en campo (caso de estudio 1), habrá emisiones de MP y gases de combustión debido al uso de equipos de acondicionamiento *in situ* y equipos de transporte, es decir, maquinaria en campo: trituradoras, chipeadoras, cosechadoras, tractores, camiones para transporte.

Una vez en planta, o cuando se trate de residuos foresto-industriales de aserraderos contiguos a la planta de generación de bioenergía (caso de estudio 2), habrá emisiones de MP y gases de combustión debido a la operación de: tractores, palas cargadoras.

Normalmente, para reducir la humedad, en la industria se quema una parte de las materias primas para conseguir el aire caliente necesario. En el caso de las pequeñas instalaciones, pueden usarse generadores de nafta o gasoil para producirlo. En cualquier caso, se debe considerar el impacto de las emisiones gaseosas del proceso de secado, es decir, de las secadoras.

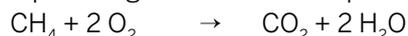
El resto de las emisiones de MP y gases de combustión se produce por las actividades periféricas o tradicionales. De ellas, la que genera más emisiones es la producción primaria para el crecimiento de la biomasa en campo.

Debido al almacenamiento y a la manipulación de la biomasa sólida en planta, previo a la combustión de cada lote, se pueden generar olores. Incluso el proceso de secado puede emitir olores y COV.

6.5 Emisiones gaseosas en la conversión de biogás

6.5.1 Combustión de biogás

La combustión es una reacción química en la cual ocurre una rápida oxigenación/oxidación del biogás. La combustión completa puede ser representada por la siguiente ecuación química:



El requerimiento de aire mínimo sería del 21%, pero esta cifra debe ser aumentada para lograr una buena combustión (FAO, 2011). La relación aire-gas puede ser optimizada aumentando la presión del aire, mediante el incremento de la apertura de la válvula dosificadora de gas. La presión adecuada

para un óptimo uso del biogás oscila entre los 7 y los 20 mbar.

En el Cuadro 23 se compara el valor energético del biogás con otros combustibles gaseosos frecuentemente utilizados.

6.5.2 Composición del combustible para biogás

El producto final del proceso de fermentación es un gas inflamable (biogás) con la composición típica que se muestra en el Cuadro 24.

A estos elementos se agregan trazas de COV, en general, de compuestos ligeros.

6.5.3 Rango de emisiones gaseosas para biogás

Con los equipamientos de combustión actuales, la formación de partículas durante la combustión de biogás es despreciable, por lo cual no es un parámetro relevante en las emisiones de plantas de biogás. Los factores de emisión para quema en antorcha y cogeneración son del orden de 0,24 y 0,23 gMP/Nm³CH₄. No obstante, puede ocurrir la formación de particulado secundario debido a las emisiones de cogeneración de NO_x y a la liberación de NH₃ por el almacenamiento y uso final del digestato (Paolini *et al.*, 2018).

Para los contaminantes principales, el Cuadro 25 resume algunos factores de emisión obtenidos de estudios daneses (Kristensen, 2004 y Nielsen, 2014). Aquí se destacan las emisiones de NO_x, que aparecen superiores a las de combustión de gas natural con la misma tecnología. De acuerdo a Kristensen *et al.* (2004), el valor promedio obtenido en plantas de biogás con motores de combustión interna, de 540 mg/MJ, supera en un factor 3 al caso del gas natural.

Además de los NO_x, el otro contaminante de mayor interés en la combustión de biogás es el CO. Para los equipos actuales, las emisiones resultantes son lo suficientemente bajas como para no generar problemas en la calidad del aire circundante.

El nivel de SO₂ puede variar significativamente (hasta un orden de magnitud), dependiendo del grado de desulfuración alcanzado en el tratamiento del biogás previo a la combustión.

Para el quemado en antorcha, se reportaron factores de emisión de 0,74 gCO/Nm³CH₄ y 0,63

Cuadro 23. Energía equivalente del biogás comparado con otras fuentes

Parámetro	Biogás *	Gas natural	Gas propano	Gas metano	Hidrógeno
Poder calorífico (kWh/m ³)	7	10	26	10	3
Densidad (t/m ³)	1,08	0,7	2,01	0,72	0,09
Densidad relativa al aire	0,81	0,54	1,51	0,55	0,07
Límite explosividad (%)	6 - 12	5 - 15	2 - 10	5 - 15	4 - 80
Temperatura de encendido (°C)	687	650	470	650	585
Máxima velocidad de encendido en aire (m/s)	0,31	0,39	0,42	0,47	0,43
Requerimiento teórico de aire (m ³ /m ³)	6,6	9,5	23,9	9,5	2,4

* Composición: 65% metano, 35% dióxido de carbono.
Fuente: FAO (2011).

Cuadro 24. Composición típica del biogás

Parámetro	Contenido (%)
CH ₄	50 - 75
CO ₂	25 - 45
H ₂ O	2 - 7
O ₂	< 2
N ₂	< 2
NH ₃	< 1
H ₂ S	20-20 000 ppm

Fuente: Elaborado por el autor.

gNO_x/Nm³CH₄ (Paolini *et al.*, 2018). Para cogeneración estos niveles son de 8,46 gCO/Nm³CH₄ y 11,6 gNO_x/Nm³CH₄.

En cuanto a los otros contaminantes, el Cuadro 26 presenta algunos valores típicos. El biogás es un combustible rico en COV, por lo que se han reportado concentraciones de hasta 1 700 mg/Nm³. Un asunto remarcable es la aparición de formaldehído en las emisiones de combustión de biogás. En algunos estudios (Kristensen, 2004; Nielsen, 2014; Paolini

2018) se reportaron emisiones de COV de 0,9 +/- 0,3 g/s y formaldehído en el rango 0,2 a 3,0 mg/s.

Comparadas con las de gas natural, las emisiones de COV en motores a biogás son un 40% inferiores. En cuanto al formaldehído, son levemente inferiores, pero casi no contienen aldehídos superiores como en el caso de gas natural (debido a la presencia de hidrocarburos más pesados).

6.6 Otras emisiones gaseosas en la conversión de biogás

6.6.1 Emisiones habituales del proceso

En la fase de obtención de la biomasa verde primaria y residuos agropecuarios, en campo habrá emisiones de MP y gases de combustión debido al uso de equipos de acondicionamiento *in situ* y equipos de transporte:

- Componente agrícola: trituradoras, cosechadoras, tractores, camiones caja para transporte.
- Componente ganadero: palas cargadoras, tractores, camiones (cisterna o de sólidos) para transporte.

Una vez en planta, para el acondicionamiento y alimentación al biorreactor del ensilado (caso de estudio 3), habrá emisiones de MP y gases de combustión por la operación de tractores y palas cargadoras.

Cuadro 25. Rango de variación de las emisiones en la combustión de biogás

Parámetro	Mínimo	Máximo	Unidad
CO ₂	83,6		kg/GJ *
CO	80	265	mg/MJ **
	256	310	mg/MJ ***
NO _x	202	540	mg/MJ
SO ₂	19,2	25	mg/MJ

* Biogás conteniendo 65% CH₄ y 35% CO₂.

** Planta de generación eléctrica.

*** Cogeneración.

Fuente: Elaborado a partir de Kristensen (2004), Nielsen (2014), Paolini (2018).

Cuadro 26. Rango de variación de las emisiones de otros contaminantes en la combustión de biogás

Parámetro	Mínimo	Máximo	Unidad
COV	5	1 700	mg/Nm ³
CH ₂ O	8,7	14	mg/MG
COVNM	10	21,2	mg/MG

Fuente: Elaborado a partir de Kristensen *et al.* (2004), Nielsen *et al.* (2014), Paolini *et al.* (2018).

Debido al almacenamiento y manipulación de la biomasa sólida en planta, el ensilado, los residuos agropecuarios, el propio proceso de producción, combustión y lavado del biogás, y el almacenamiento de digestatos, se generarán olores.

En la etapa de cierre del proceso circular, debido a la aplicación de digestatos como fertilizantes, se producirán emisiones de MP y gases de combustión por la maquinaria empleada, y de COV y otros compuestos.

El resto de las emisiones de MP y gases de combustión se deben a las actividades periféricas

o tradicionales. Nótese que, de ellas, la que genera más emisiones es la relacionada con la producción primaria para el crecimiento de la biomasa en campo.

6.6.2 Emisiones eventuales

Cuando opere la antorcha, el biogás se quemará a llama abierta, generando la emisión de gases de combustión y COV.

6.6.3 Incineración de digestatos

En algunos países como Alemania, la normativa limita el uso de digestatos para la producción de plantas mediante el control de fertilizantes y la aplicación de nutrientes en tierras para agricultura. Así como en Alemania existen miles de plantas de biogás, el crecimiento en la cantidad de efluentes planteó nuevas estrategias de tratamiento. Entre ellas, la utilización térmica de los efluentes del biogás podría ser una alternativa promisorio, disponiendo las cenizas como fertilizante. Para validar la alternativa se realizaron estudios que mostraron que las emisiones gaseosas permanecen dentro de los límites admisibles, y que las cenizas tienen potencial para ser recicladas como fertilizantes (Starcevic *et al.*, 2009).

Como se trata de residuos sólidos (o semisólidos secados previamente), aplican las tecnologías de combustión presentadas en el Capítulo 4.

En el estudio de Starcevic *et al.* (2009), se presentan composiciones elementales de digestatos y se los compara con madera, se observa que los digestatos presentan mayores concentraciones de la mayoría de los parámetros de interés para emisiones gaseosas, y se destaca el aumento relativo de N, Cl y S. Las emisiones principales arrojaron valores de 125-133 mg/Nm³ para MP, 130-344 mg/Nm³ para CO y 418-417 mg/Nm³ para NO_x.

6.7 Límites de emisión en la Argentina

Para evaluar el impacto de las emisiones, en primer término²⁵ resultará necesario compararlas con los límites establecidos en la normativa aplicable.

²⁵ Luego deberá estudiarse su impacto por dispersión sobre la calidad del aire.

A nivel federal, no hay regulación actualizada sobre estándares de emisión en general, ni para combustión de biomasa o biogás en particular. Como fuente de normativa no específica de referencia, se encuentra la Ley 24051 de Residuos Peligrosos, que establece estándares de emisiones gaseosas a través de su decreto reglamentario 831/93. Solo unos pocos parámetros relacionados con proyectos de biomasa son mencionados en esta normativa, según se sintetiza en el Cuadro 27.

Las condiciones establecidas para estos valores hacen que su aplicación sea impráctica²⁶. De todas formas, no se establecen valores para los demás parámetros de interés, especialmente para MP.

La provincia de Buenos Aires estableció límites de emisión para algunos contaminantes, a través del Decreto 3395/96, regulatorio de la Ley 5965. No obstante, el nuevo Decreto 1074/18 deroga al anterior y no define límites de emisión de gases ni partículas.

Para proyectos conectados al SIN, hasta el momento la SE y el ENRE no han establecido un marco normativo específico para los proyectos con biomasa.

En el caso de las emisiones gaseosas no hay estándares de emisión aplicables para la combustión de biomasa. Sin embargo, el artículo 8 de la Res. ENRE 13/2012 establece que los agentes que ingresen al MEM deben solicitarlos a la SE, lo mismo que las frecuencias de monitoreo de las emisiones a la atmósfera.

Al momento, un criterio operacional adoptable es el de establecer un paralelo con las centrales existentes, a partir de la tecnología de las unidades de generación. Dependiendo del tipo de unidades por instalar, el ENRE podría considerar²⁷ que registrarán las disposiciones establecidas en la Resolución ENRE 121/2018 o ENRE 13/2012.

En el Anexo I de la Res. ENRE 121/2018 se determinan los procedimientos para la medición y re-

gistro de las emisiones a la atmósfera en el caso de motores de combustión interna. Los parámetros para medir son: CO, hidrocarburos totales (HCT), NO_x, dióxido de azufre (SO₂), material particulado total (MPT) y O₂, además de los parámetros termodinámicos asociados. En el caso de proyectos de biogás, se exceptúa la medición de MPT. Los métodos de referencia para las mediciones son US EPA, IRAM o JIS²⁸.

Para esta tecnología, cuando los equipos están en centrales de los generadores de energía eléctrica distribuida (GEED), se establecieron los límites de emisión que se indican en el Cuadro 28 (resoluciones SE N.º 1049/2012 y ENRE N.º 8/2013).

La resolución del ENRE N.º 13/2012 aplica para máquinas turbovapor, turbogeneradores y ciclos combinados, y determina parámetros para medir y frecuencias de medición. Los parámetros para medir dependen del tipo de combustible y en suma son: C, NO_x, SO₂, MPT y O₂, además de los parámetros termodinámicos asociados. En el caso de solo utilizarse gas natural, se exceptúa la medición de MPT. Cuando se queman indistintamente o en forma simultánea otros combustibles con o sin gas natural, se requiere que la potencia total por chimenea no supere los 75 MW. La normativa, según se mencionó, no está adaptada para biogás.

En tanto, para turbogeneradores de hasta 25 MW y ciclos combinados, se establecieron los límites de emisión que se indican en el Cuadro 29 (resoluciones SE N.º 1049/2012 y ENRE N.º 8/2013).

A modo de referencia (ver más los límites internacionales citados en el apartado 6.8), para turbogeneradores, la Resolución SE 108/2001 estableció originalmente un límite de emisión de NO_x de 100 mg/Nm³, tanto para uso de gas natural como para combustibles líquidos.

Como se observa, el ENRE ha fijado límites de emisión para distintos parámetros, en función del combustible utilizado. Si bien no hay regulación específica para biomasa, ya existen ciertas especificaciones para la determinación de los límites de emisión para equipos que queman mezclas de

²⁶ Como se observa, solo se indican límites para dos alturas específicas de chimenea, para el resto no se establece cómo proceder. Para otros detalles específicos, ver Dto. 831/93, Anexo II tabla 11 (Ley 24051).

²⁷ Esta nota hace referencia a los aspectos técnicos, al no haber normativa específica. No se hace referencia a aspectos legales.

²⁸ Normas industriales japonesas.

Cuadro 27. Estándares de emisiones gaseosas

Parámetro	Desde superficie (0 m) (mg/s)	Altura chimenea 30m (mg/s)
NO _x	440	120 000
NH ₃	520	185 000
HCl	18	6 100
HAP	1 700	610 000

Fuente: Decreto 831/93, Anexo II tabla 11 (Ley 24051).

Cuadro 28. Límites de emisión para motogeneradores (GEED)

Parámetro	NO _x	CO	MPT	SO ₂	HC *
Límite de emisión (g/kWh)	6	3,5	0,15	NE	0,25

* Originalmente TNMHC, reemplazado por HCT s/Res. ENRE 8/2013.

NE= no establecido.

Fuente: Resoluciones SE N.º 1049/2012 y ENRE N.º 8/2013.

Cuadro 29. Límites de emisión para turbogeneradores (GEED)

Parámetro	NO _x (g/kWh) *		MPT (mg/Nm ³) **	
	GN	GO	GN	GO
Límite de emisión	1	2	6	20

* Res. SE N.º 1049/2012.

** Res. SE 108/2001.

GN= gas natural, GO= gasoil

Fuente: Resoluciones SE N.º 1049/2012 y ENRE N.º 8/2013.

combustibles sólidos, líquidos y gaseosos (Res. ENRE 13/2012).

Cualquiera sea el caso, el monitoreo de emisiones para el ENRE requiere de personal certificado por el organismo y equipos homologados bajo normas de referencia reconocidas internacionalmente. Del mismo modo, la evaluación del impacto en la calidad de aire circundante del proyecto requiere la aplicación de técnicas de modelado matemático según las resoluciones vigentes del ENRE (Res. 13/1997, Res. 1049/12).

El control de las emisiones gaseosas será un punto clave para los proyectos con combustión de biomasa. En el caso de biogás, si bien se esperan emisiones menores para algunos parámetros, el control periódico será similar.

6.8 Límites de emisión en otros países

A continuación, se presentan referencias internacionales sobre límites de emisión para los contaminantes de interés en proyectos de energía con biomasa, considerando aquellos países que han avanzado más en el desarrollo de estas tecnologías.

En el caso de biomasa sólida, los equipos disponibles en la actualidad para usos comunitarios, comerciales e industriales están en el rango de entre 0,05 y 200 MW. En los Capítulos 4 y 5 se presentaron brevemente las tecnologías típicas disponibles para estas aplicaciones. En lo que sigue solo se considerarán este tipo de equipos, en el análisis se descartan los de menor escala y uso doméstico (< 50 kW).

A principios del presente siglo, el Parlamento Europeo recomendaba para sus Estados miembros determinados límites de emisión para MP en grandes instalaciones de combustión de combustibles sólidos como se indica en el Cuadro 30.

En Suiza, para pequeñas instalaciones ($P < 0,35$ MW) se habían establecido límites de emisión de MP de entre 50 y 150 mg/m³, se refiere a 11% O₂ (Villeneuve *et al.*, 2012).

Como puede verse, coexistían límites de emisión similares para proyectos con potencias disímiles. Incluso, como cada país podía fijar su propia reglamentación, se tenían grandes diferencias entre ellos, en función de sus objetivos futuros de participación de las energías renovables en cada matriz energética nacional.

Cuadro 30. Límites de emisión para MP en Europa, año 2001

Tipo de planta	Potencia (P, MW)	Límite de emisión (mg/Nm ³)
Existentes	P > 500	50
	P < 500	100
Nuevas	50 < P < 100	50
	P > 100	30

Fuente: Villeneuve *et al.* (2012).

A fines de 2010 entró en vigor la Directiva 2010/75/EU sobre emisiones en plantas industriales, que fija valores límites de emisión (VLE) para grandes plantas de combustión. Esta categoría aplica cuando el total de la energía térmica de la planta supera los 50 MW. Se fija un período de transición hasta 2013. El resultado de los VLE se encuentra en el Cuadro 31.

Para 2011, la US EPA estableció los límites de emisión para calderas en plantas industriales e instituciones, desde pequeñas a grandes (Cuadro 32).

Algunos estados de Estados Unidos (EE. UU.) permiten valores superiores: Massachusetts 100-200 mg/m³ (P > 0,293 MW), New Hampshire hasta 300 mg/m³ (P > 0,586 MW), Nueva Jersey estudia caso por caso (P > 0,293 MW), Nueva York hasta 600 mg/m³ (P > 0,293 MW).

Unos años más tarde, la US EPA propuso una compleja regulación para las calderas industriales, comerciales e institucionales, dependiendo de la tecnología, el combustible, la potencia y el tiempo de monitoreo (US EPA, 2015). Los valores están definidos para calderas de más de 2,9 MW existentes y nuevas, esto último en función de diversos períodos de comienzo de la construcción del equipo. En síntesis, se puede mencionar que para calderas alimentadas a biomasa sólida los valores son:

- CO entre 460 y 620 ppm @ 3% O₂, para mediciones puntuales.

- CO entre 310 y 390 ppm @ 3% O₂, para promedio de 30 días.
- MPT entre 13,6 y 49,9 g/MWh.
- HCl 34,0 g/MWh.

En Canadá no existía regulación federal con límites de emisión para la combustión de biomasa. No obstante, se estableció un programa voluntario en 2000, tendiente a reducir las emisiones en un período de 10 años. Solo dos jurisdicciones presentaban regulaciones para calderas a biomasa, en función de su potencia. Los valores se detallan en el Cuadro 33 (Villeneuve *et al.*, 2012).

En 2015 la Directiva 2015/2193 de la Unión Europea establece VLE para plantas de combustión medianas (Cuadro 34). Esta categoría aplica cuando el total de la energía térmica de la planta es de entre 1 y 50 MW. Se fija un período de transición hasta 2025-2030, dependiendo del tamaño de la instalación. Se debe notar que los VLE siguientes están asociados al criterio de mejores técnicas disponibles (BAT, por sus siglas en inglés *best available technology*):

Para calderas de combustible sólido de hasta 0,5 MW, la directiva europea 2015/1189 fija VLE a partir de 2020 (Cuadro 35).

En la actualidad, varios países europeos han establecido regulaciones que limitan la emisión de gases y partículas en calderas de combustible sólido, en algunos casos específicas para biomasa. El Cuadro 36 muestra los valores regulados en función de la potencia del equipo para Dinamarca, Holanda, Suiza, Alemania y Austria. También incorpora las previsiones comunitarias para 2020, 2025 y 2030.

Cada país ha discriminado las emisiones según un rango de potencias determinado, seguramente adaptado a sus particularidades. Incluso algunos alcanzan las instalaciones hasta 5 MW, y otros hasta 10 MW (como las propuestas comunitarias).

Se observa que los límites de emisión de MP son más estrictos en Holanda. La Unión Europea planea límites más restrictivos para los próximos dos lustros, aunque es un tema aún en debate.

En el caso de proyectos con financiación del Banco Mundial (BM), las guías para plantas de energía térmica indican límites de emisión en función de

Cuadro 31. Límites de emisión para grandes plantas de combustión de combustibles sólidos en Europa, año 2010

Período	Potencia (P, MW)	MP (mg/Nm ³ @ 6% O ₂)	NO _x (mg/Nm ³ @ 6% O ₂)	SO ₂ (mg/Nm ³ @ 6% O ₂)
Hasta 2013	50 < P < 100	30	300	200
	100 < P < 300	20	250	
	P > 300	20	200	
Desde 2013	50 < P < 100	20	250	200
	100 < P < 300		200	
	P > 300		150	150

Fuente: Villeneuve *et al.* (2012).**Cuadro 32.** Límites de emisión para MP, año 2011 en Estados Unidos

Potencia (P, MW)	Límite MP (mg/m ³)	Observaciones
P < 2,9	-	El operador debe fijarlo cada 2 años
2,9 < P < 8,8	70	
P > 8,8	30	

Fuente: Villeneuve *et al.* (2012).**Cuadro 33.** Límites de emisión para MP en Canadá, año 2011

Jurisdicción	Potencia (P, MW)	Calderas existentes (mg/m ³ @ 11% O ₂)	Calderas nuevas (mg/m ³ @ 11% O ₂)
Quebec	P < 3 *	600	150
	3 < P < 10 *	340	150
	P > 10 *	100	70
	P > 3 **	100	70
Vancouver (BC)	P < 3	50	-
	P > 3	35	-

* Biomasa forestal (madera).

**Biomasa lignocelulósica: residuos de papel y de agricultura

Fuente: Villeneuve *et al.* (2012).

Cuadro 34. Límites de emisión para plantas de combustión medianas con combustibles sólidos en Europa, año 2015

Tipo de planta	Potencia (P, MW)	MP (mg/Nm ³ @ 6% O ₂)	NO _x (mg/Nm ³ @ 6% O ₂)	SO ₂ (mg/Nm ³ @ 6% O ₂)
Existente	1 < P < 5	50	650	200 * 300 **
	5 < P < 20	50		
	20 < P < 50	30		
Nueva	1 < P < 5	50	500	200
	5 < P < 20	30	300	
	20 < P < 50	20		

* No exigible para combustión exclusiva de biomasa sólida de madera.

** Para biomasa de paja.

Fuente: Villeneuve *et al.* (2012).

Cuadro 35. Límites de emisión para calderas de combustión chicas con combustibles sólidos en Europa, a partir de 2020

Avivado	Potencia (P, MW)	MP (mg/Nm ³ @ 10% O ₂)	NO _x (mg/Nm ³ @ 10% O ₂)	COV (mg/Nm ³ @ 10% O ₂)
Automático	P < 0,5	40	200	20
Manual		60		30

Fuente: Villeneuve *et al.* (2012).

la tecnología de combustión y el estado de la calidad de aire en la cuenca local (Cuadro 37 y Cuadro 38).

6.9 Normas de calidad de aire en la Argentina

Si bien los estándares de emisiones presentados anteriormente establecen límites de evacuación de contaminantes a la atmósfera, esos criterios deben verificar finalmente el objetivo final, que es preservar una razonable calidad de aire en el entorno del proyecto²⁹. Esto será central en el EIA, en el cual se

deberán realizar estudios específicos de dispersión de los gases erogados por las chimeneas de la planta de conversión de biomasa. Tal evaluación requiere comparar los valores proyectados en el exterior de la planta con niveles de referencia que garanticen el cuidado de la salud de las personas del entorno.

A continuación, se presentan los estándares de calidad de aire establecidos por normativas vigentes en la Argentina a nivel federal, son los niveles objetivo que se deben cumplimentar en los proyectos de bioenergía. Dado que, aunque vigentes, han sido definidos hace décadas, es recomendable que el proyecto pueda ser evaluado técnicamente considerando niveles más estrictos, como los de las regulaciones

²⁹ Como primera instancia, dado que algunos contaminantes tienen efectos regionales además de locales.

Cuadro 36. Límites de emisión para calderas en Europa

País	P (MWh)		Límites de emisión (mg/m ³ @ 6% O ₂)					Observaciones
	Mínimo	Máximo	MP	NO _x	CO	SO ₂	CxHy	
Dinamarca	0,12	1	136	273	682	-	-	Residuos de la producción maderera
	1	5	55	273	682	-	-	
	5	10	55	273	852	-	-	
Suiza	0	0,07	-	469	7 500	-	-	Si las emisiones de NO _x superan 2 500 g/h
	0,07	0,5	94	469	938	-	-	
	0,5	1	38	469	938	-	-	
	1	10	30	375	375	-	-	
Holanda	0	1	40	300	250	200	-	Desde 2015
	1	5	20	275	250	200	-	
Alemania	0,004	0,5	38	-	750	-	-	Desde 2015, P < 0,4 MW
	0,5	1	38	-	750	-	-	
	1	2,5	150	375	225	-	15	
	2,5	5	75	375	225	-	15	
	5	10	30	375	225	-	15	
Austria	0	0,4	79	263	1 316	-	79	Plantas de combustión
	0,05	0,35	225	375	1 200	-	75	
	0,35	1	225	375	375	-	30	
	1	2	75	375	375	-	30	
	2	5	30	375	375	-	30	
Unión Europea	0	0,02	55	273	682	-	27	Calderas a biomasa desde 2020 Propuesta a partir 2030 Propuesta a partir 2025
	0,02	0,5	55	273	682	-	27	
	1	5	20	300	-	200	-	
	5	10	25	300	-	200	-	

Fuente: Koppejan (2015).

Cuadro 37. Guías sobre emisiones gaseosas. Cuenca de aire no degradada

Tecnología	Combustible	Potencia (MWh)	MPT (mg/Nm ³)	SO ₂ (mg/Nm ³)	NO _x (mg/Nm ³)	@ O ₂
Motores	Biogás	NE	50	NE	520	15%
Turbinas		P > 50	50	*	152	15%
Calderas		NE	50	400	240	3%
	Biomasa	50 < P < 600	50	900-1500	510-1100	6%
		P > 600		200-850		

* Contenido de azufre en biogás no superior a 1%.

Fuente: CFI (2008).

Cuadro 38. Guías sobre emisiones gaseosas. Cuenca de aire degradada

Tecnología	Combustible	Potencia (MWh)	MPT (mg/Nm ³)	SO ₂ (mg/Nm ³)	NO _x (mg/Nm ³)	@ O ₂
Motores	Biogás	NE	30	NE	400	15%
Turbinas		P > 50		*	152	15%
Calderas		NE		400	240	3%
	Biomasa	50 < P < 600	400	200	6%	
		P > 600	200			

* Contenido de azufre en biogás no superior a 0,5%.

Fuente: CFI (2008).

provinciales más modernas³⁰, o las internacionales que se desarrollan en este capítulo (6.10 Normas de calidad de aire de referencia internacional).

A nivel federal, la Ley Nacional 20284 (1973, Prevención de la Contaminación Atmosférica) establece, en su Anexo II, las normas para la preservación de los recursos del aire (Cuadro 39).

Se debe considerar que, dado el tiempo transcurrido desde la promulgación de la ley en 1973, estos valores están desactualizados, y los métodos analíticos indicados en la Ley son obsoletos. Sin

embargo, está aún vigente a la fecha de realización de este documento.

Como normativa de referencia más próxima en el tiempo, el Decreto reglamentario 831/93 de la Ley 24051 de residuos peligrosos, en la tabla 10 del Anexo II, establece niveles guía de calidad del aire ambiental para compuestos específicos.

Para los parámetros relacionados con proyectos de biomasa se tienen en cuenta los que muestra el Cuadro 40, aunque debe tenerse en consideración que no todas las provincias han adherido a esta última norma en forma directa.

En cuanto a las normativas provinciales específicas, existe cierta dispersión de criterios, e incluso en algunas jurisdicciones los estándares de calidad de aire no están definidos (Perone *et al.*, 2009).

³⁰ Se presenta únicamente el caso de la provincia de Buenos Aires, recientemente actualizado, aunque cada proyecto deberá referirse a la jurisdicción respectiva.

Cuadro 39. Normas de calidad de aire (Ley 20284)

Contaminante	Norma de calidad de aire	Alerta	Alarma	Emergencia
CO	10 ppm - 8 h 50 ppm - 1 h	15 ppm - 8 h 100 ppm - 1 h	30 ppm - 8 h 120 ppm - 1 h	50 ppm - 8 h 150 ppm - 1 h
NO _x	0,45 ppm - 1 h	0,6 ppm - 1 h 0,15 ppm - 24 h	1,2 ppm - 1 h 0,3 ppm - 24 h	0,4 ppm - 24 h
SO ₂	0,03 ppm - 1 mes	1 ppm - 1 h 0,3 ppm - 8 h	5 ppm - 1 h	10 ppm - 1 h
Partículas en suspensión	150 µg/m ³ - 1 mes	No aplicable	No aplicable	Ídem
Partículas sedimentables	1 mg/cm ² - 30 d	Ídem	Ídem	Ídem

Fuente: Ley 20284, provincia de Buenos Aires.

Cuadro 40. Estándares de emisiones gaseosas. Dto. 831/93, Anexo II Cuadro 11 (Ley 24051)

Parámetro	Nivel guía (mg/m ³)	Período
NO _x	0,9	60 minutos
NH ₃	1,5	30 minutos
HCl	0,05	30 minutos
HAP	5	30 minutos

Fuente: Decreto 831/93 de la provincia de Buenos Aires, Anexo II Cuadro 11 (Ley 24051).

Se puede citar como referencia el caso de la provincia de Buenos Aires, que emitió el Decreto 1074/18, donde se establecen estándares de calidad de aire Cuadro 41 a 44).

En cuanto al impacto por olores, para la provincia de Buenos Aires, aplica el Decreto 1074/18 que reglamenta la Ley 5965, y que define las escalas para intensidad de olor y escala irritante.

Con relación a la aplicación de estas escalas que hacen a las condiciones ambientales exteriores, los límites aceptables de valores serán grado 2 de tabla I (Cuadro 45) y grado 1 de tabla II (Cuadro 46). Para ambiente laboral, los límites aceptables serán de grado 3 de tabla I y de grado 2 de tabla II. Las tablas I y II son orientativas para una estima-

ción previa. En caso de conflicto, se recurrirá a la tabla de umbrales de olores e irritación (Cuadro 45 y Cuadro 46).

6.10 Normas de calidad de aire de referencia internacional

6.10.1 Estándares de calidad de aire de la OMS

En la actualización global de 2005, la OMS recomendó determinados niveles guía de calidad de aire para los contaminantes primarios que se detallan el Cuadro 47.

6.10.2 Estándares de calidad de aire en Europa

En el Cuadro 48 se detallan los estándares que rigen en la actualidad sobre calidad del aire en Europa.

Cuadro 41. Estándares de calidad de aire, niveles de referencia provincia de Buenos Aires

Parámetro	Símbolo	Tiempo promedio	Valores iniciales	1º etapa (µg/m³)	2º etapa (µg/m³)	3º etapa (µg/m³)	Observaciones
Material particulado	PM ₁₀	24 horas	150	150*	150*	150*	Para no ser superado en más de una vez al año
		1 año	50	50*	50*	50*	No deberá superarse la media aritmética anual
	PM _{2,5}	24 horas	-	75	40	35	Para no ser superado en más de una vez al año. Monitoreo continuo y automático: percentil 99 anual de las concentraciones medias (24 horas continuas) de un año en cada estación monitorea no debe exceder el estándar
		1 año	-	25	15	12	No deberá superarse la media aritmética anual
Dióxido de azufre	SO ₂	1 hora	-	250	230	196	Para no ser superado en más de una vez al año. Monitoreo continuo y automático: percentil 99 anual de las concentraciones medias (1 hora continua) de un año en cada estación monitorea no debe exceder el estándar
		24 horas	365	200*	160*	125*	Para no ser superado en más de una vez al año
Dióxido de nitrógeno	NO ₂	1 hora	367	320	288	188	Para no ser superado en más de una vez al año. Monitoreo continuo y automático: percentil 98 anual de las concentraciones medias (1 hora continua) de un año en cada estación monitorea no debe exceder el estándar
		1 año	100*	100*	100*	100*	No deberá superarse la media aritmética anual
Monóxido de carbono	CO	1 hora	40 000	40 000	40 000	40 000	No deberá superarse la media aritmética en el período considerado
		8 horas	10 000	10 000	10 000	10 000	

- Valores considerados como norma primaria en calidad de aire $\mu\text{g}/\text{m}^3$, referidos a condiciones estándares (temperatura 25 °C y presión de 1 atmósfera) (US EPA, 1998).

- Los valores norma identificados con un asterisco serán evaluados y eventualmente actualizados al momento de inicio de la respectiva etapa de implementación por medio de las resoluciones complementarias correspondientes.

1° etapa: operativa a partir de los 2 (dos) años de publicado el presente decreto. Duración: 1 (uno) año.

2° etapa: operativa a partir de los 3 (tres) años de publicado el presente decreto. Duración: 1 (uno) año.

3° etapa: operativa a partir de los 4 (cuatro) años de publicado el presente decreto.

Fuente: Decreto 1074/18 de la provincia de Buenos Aires.

Cuadro 42. Partículas sedimentables, niveles de referencia provincia de Buenos Aires

Norma flujo másico vertical de partículas sedimentables		
Partículas sedimentables	1 mg/cm ²	1 mes
Concentración másica de fracción carbonosa en material particulado		
Fracción carbonosa en material particulado	0,1 mg/cm ³	24 horas

Fuente: Decreto 1074/18 de la provincia de Buenos Aires.

Cuadro 43. Evaluación de humos negros, químicos y nieblas, niveles de referencia provincia de Buenos Aires

Escala de Ringelman	Tiempo permitido (minutos)	Tiempo de observación (horas)	Escala de opacidad (%)	Grado de permisividad
0 y 1	Sin restricción		< 20	Sin restricción
2	5	1	> 20	No se permitirá
3	3	1		
	15	8		
4	2	1		
	10	8		
5	1	1		
	7	8		

Fuente: Decreto 1074/18 de la provincia de Buenos Aires.

Cuadro 44. Equivalencia entre escala de Ringelman y escala de opacidad

Escala de Ringelman	Escala de opacidad* (%)
0	0
1	20
2	40
3	60
4	80
5	100

* Humos negros provenientes de combustiones carbonosas.

Fuente: Decreto 1074/18, Anexo IV, de la provincia de Buenos Aires.

Cuadro 45. Escala de intensidad de olor, niveles de referencia provincia de Buenos Aires

Grado	Intensidad
0	Sin olor
1	Muy leve
2	Débil
3	Fácilmente notable
4	Fuerte
5	Muy fuerte

Fuente: Decreto 1074/18 de la provincia de Buenos Aires.

Cuadro 46. Escala irritante: irritación nasal y ojos, niveles de referencia provincia de Buenos Aires

Grado	Intensidad
0	No irritante
1	Leve
2	Moderado
3	Fuerte
4	Intolerable

Fuente: Decreto 1074/18 de la provincia de Buenos Aires.

6.10.3 Estándares de calidad de aire en EE. UU.

La US EPA publica estándares de calidad de aire que se detallan en el Cuadro 49.

6.11 Emisiones de gases de efecto invernadero

Ya se mencionó en este documento la importancia central de los proyectos de bioenergía en su impacto sobre la reducción de los GEI.

A nivel nacional existen 2 planes de acción en relación con las políticas públicas para lograr los compromisos de la Argentina en el marco del Acuerdo de París, a continuación se describen sintéticamente.

6.11.1 Plan de Acción Nacional de Bosques y Cambio Climático

En el caso de proyectos relacionados con la silvicultura, se debe considerar cómo se enmarca en el contexto nacional. En el Plan de Acción Nacional de Bosques y Cambio Climático (MAyDS, 2017a), se estimó que el sector de bosques nativos fue responsable de la emisión de 57,4 MtCO₂eq en 2014, lo que representa el 15,6% de la emisión total de GEI de la Argentina de ese año.

La deforestación es la principal responsable de las emisiones del sector (89%), provenientes de la conversión de bosques nativos a pasturas (56%) y a cultivos (33%), respectivamente. Sin embargo, como consecuencia de la disminución de la deforestación en los últimos años, las emisiones del sector se han reducido considerablemente.

Por otra parte, el 7% de las emisiones del sector provienen de los cambios de la biomasa forestal en tierras no convertidas, a raíz del balance entre emisiones y capturas. Mientras que las capturas son producto del crecimiento forestal, las emisiones derivan de la extracción de productos forestales. Finalmente, el 4% restante derivan de la quema de biomasa de los sitios deforestados.

En el documento citado se pueden encontrar referencias útiles para la estimación de las emisiones de C debido a cambios en la biomasa por la conversión de bosques nativos a cultivos agrícolas y pasturas, diferenciados según la región del país donde se encuentren.

El plan define ejes estratégicos de acción, que se clasifican en estructurales (EEE, no se contabi-

lizan como reducciones de emisiones) y operativos (EEO, permiten cuantificar la reducción de emisiones de GEI).

- EEE 1. Fortalecimiento de la gobernanza.
- EEE 2. Fortalecimiento de las comunidades locales.
- EEE 3. Fortalecimiento de las capacidades de gestión, control y monitoreo.
- EEE 4. Reconocimiento de la importancia de los bosques nativos como bien para la sociedad.
- EEE 5. Gestión del conocimiento.
- EEO 6. Ordenamiento territorial.
- EEO 7. Manejo sostenible de los bosques.
- EEO 8. Conservación en paisajes productivos.
- EEO 9. Restauración y recuperación.
- EEO 10. Prevención de incendios forestales.

Los proyectos en estudio, de aplicar, deberían considerar su posición frente a este Plan. Además de la evaluación del balance de C, los EEO definen acciones específicas que pueden vincularse ambientalmente a los proyectos energéticos con biomasa:

- A6.4. Fomentar el uso múltiple de los ecosistemas y el manejo integrado de las cuencas para lograr una gestión sustentable del desarrollo industrial y de mercados de bienes maderables y no maderables.
- A6.5. Promover políticas e incentivos que faciliten el desarrollo agrícola, ganadero y de plantaciones forestales.
- A7.1. Promover el desarrollo y la aplicación territorial de modelos de manejo forestal sostenible.
- A7.3. Aplicar estrategias de fomento para la implementación de los modelos productivos regionales sustentables a nivel de cuenca forestal y de paisaje.
- A7.4. Fomentar el desarrollo de mercados que integren toda la cadena de valor de los modelos productivos regionales sustentables.
- A7.5. Apoyar la consolidación de cuencas de abastecimiento y parques industriales forestales.
- A8.4. Promover la adopción de pautas de conservación en esquemas productivos.
- A10.2. Desarrollar pautas y medidas de reducción de riesgos de incendios y su control a nivel predial y suprapredial.

6.11.2 Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático

Las medidas previstas en este plan de acción (MAyDS, 2017b) están relacionadas con:

- La generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red.
- La instalación de centrales de generación a partir de fuentes renovables no convencionales.
- Incluye centrales eólicas, solares, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (< 50 MW), generación con biomasa y otras fuentes renovables, según la Ley 27191.

El programa de proyectos RenovAr se enmarca en este contexto.

Cuadro 47. Estándares de calidad de aire de la OMS (parámetros usualmente asociados a proyectos con biomasa)

Contaminante	Concentración	Período
PM _{2.5}	25 µg/m ³	24 horas
	10 µg/m ³	1 año
PM ₁₀	50 µg/m ³	24 horas
	20 µg/m ³	1 año
NO ₂	200 µg/m ³	1 hora
	40 µg/m ³	1 año
SO ₂	500 µg/m ³	10 minutos
	20 µg/m ³	24 horas

Fuente: OMS (2006).

Cuadro 48. Estándares de calidad de aire para Europa (parámetros usualmente asociados a proyectos con biomasa)

Contaminante	Concentración	Período	Excedencias permitidas por año
PM _{2.5}	25 µg/m ³	1 año	n/a
SO ₂	350 µg/m ³	1 hora	24
	125 µg/m ³	24 horas	3
NO ₂	200 µg/m ³	1 hora	18
	40 µg/m ³	1 año	n/a
PM ₁₀	50 µg/m ³	24 horas	35
	40 µg/m ³	1 año	n/a
CO	10 mg/m ³	8 horas**	n/a
HAP	1 ng/m ^{3****}	1 año	n/a

* Según Directiva 2008/50/EU, los países miembros pueden solicitar extensiones de la entrada en vigor bajo ciertas condiciones.

** Máximo diario para promedio de 8 horas.

*** Expresado como concentración de benzo(a)pireno. Valor objetivo. n/a = no aplica.

Fuente: Comisión Europea (sin fecha).

Cuadro 49. Estándares de calidad de aire para EE. UU. (parámetros usualmente asociados a proyectos con biomasa)

Contaminante	Período	Concentración	Observaciones
CO	8 horas	9 ppm	Excedencias permitidas: una por año.
	1 hora	35 ppm	
NO ₂	1 hora	100 ppb	Percentil 98% de la concentración máxima diaria de una hora, promediado sobre tres años.
	1 año	53 ppb	Promedio anual.
PM _{2,5}	1 año	12,0 µg/m ³	Media anual, promediado sobre tres años. Norma primaria.
	1 año	15,0 µg/m ³	Media anual, promediado sobre tres años. Norma secundaria.
PM ₁₀	24 horas	35 µg/m ³	Percentil 98%, promediado sobre tres años.
	24 horas	150 µg/m ³	Excedencias permitidas: una por año (en promedio de tres años).
SO ₂	1 hora	75 ppb*	Percentil 99% de la concentración máxima diaria de una hora, promediado sobre tres años.
	3 horas	0,5 ppm	Excedencias permitidas: una por año.

* El estándar previo (0,14 ppm 24 h y 0,03 ppm anual) permanece vigente en algunas áreas.

Fuente: US EPA (sin fecha).

7. AGUAS



-
- 7.1 **Requerimientos de agua para conversión de biomasa sólida**
 - 7.2 **Requerimientos de agua para conversión de biogás**
 - 7.3 **Efluentes líquidos en proyectos de conversión de biomasa sólida**
 - 7.4 **Efluentes líquidos en proyectos de conversión de biogás**
 - 7.5 **Interacción con aguas superficiales**
 - 7.6 **Interacción con aguas subterráneas**

Entre las potenciales fuentes de contaminación del agua se cuentan los lixiviados y escurrimientos desde las pilas de acopio de biomasa/silo.

7.1 Requerimientos de agua para conversión de biomasa sólida

En la generación de energía con biomasa sólida se utilizan calderas para la combustión, y se genera vapor de agua con el calor obtenido. Para mantener el balance térmico deseado, hay requerimientos de agua en varias etapas. A continuación, se describen sintéticamente.

7.1.1 Sistemas de tratamiento del agua de caldera

El agua utilizada por la caldera para producir vapor sobrecalentado debe ser tratada para extraer sales y minerales que provocan incrustaciones en las paredes del equipo. Las tecnologías de tratamiento más utilizadas son: intercambio iónico, osmosis inversa y destilación.

Intercambio iónico

El agua se pone en contacto con resinas de intercambio iónico capaces de capturar los minerales

disueltos. Una vez que las resinas están saturadas, se pueden regenerar poniéndolas en contacto con soluciones ácidas o básicas que puedan disolver los cationes y aniones capturados.

Osmosis inversa

El sistema consiste en ejercer presión sobre un volumen de agua para hacerla pasar a través de una membrana semipermeable que impide el paso de los minerales. De este modo, el agua que traspasa la membrana queda desmineralizada y apta para ser usada como agua de proceso, mientras que, al otro lado de la membrana, el agua aumenta su concentración de sales, por lo tanto, debe existir un flujo de purga.

Destilación

Este proceso consiste en destilar el agua para obtener un condensado sin minerales disueltos. Debido al alto requerimiento energético, se utiliza menos que los otros dos métodos a nivel industrial.

7.1.2 Sistemas de enfriamiento

El vapor que pasa a través de la turbina es enfriado en el condensador, vuelve a un estado líquido y luego se reutiliza ingresando a la caldera donde se convierte nuevamente en vapor. Para llevar a cabo este proceso, el condensador requiere un sistema de enfriamiento o refrigeración que extrae el calor y lo traspa al ambiente o también dicho calor puede ser utilizado en otro proceso.

A continuación, se describen los sistemas de enfriamiento más usados en conversión de energía a partir de biomasa sólida.

Enfriamiento con agua en ciclo cerrado

Este sistema consiste en la recirculación del agua de enfriamiento del condensador. Una vez que el agua ha absorbido calor en el condensador, se conduce a una torre ingresando a esta por su parte superior, mientras cae, se enfría al entrar en contacto con el aire y se deposita en la base de la torre de enfriamiento, desde donde se conduce nuevamente al condensador.

En este circuito existe un determinado flujo de agua que se pierde debido a la evaporación, en tanto el agua que permanece en la base de la torre aumenta su contenido de sales y minerales. En consecuencia, para mantener la calidad y cantidad de agua en el circuito se requiere mantener un flujo de agua de reposición y un flujo de agua de purga.

Enfriamiento con agua en ciclo abierto

Este sistema consiste en la extracción de agua a baja temperatura desde una fuente natural como mar, río o lago. Esta se conduce y se hace pasar por el condensador para extraer el calor de la condensación del vapor proveniente de la turbina.

7.2 Requerimientos de agua para conversión de biogás

7.2.1 Sistemas de enfriamiento

Las unidades de generación con biogás en general no utilizan condensador, por lo que no se requiere un sistema de enfriamiento equivalente al de la generación con biomasa.

En este caso el sistema de refrigeración del agua se basa en un radiador y un ventilador integrado a la unidad comprendida por el motor de combustión interna y el generador.

7.3 Efluentes líquidos en proyectos de conversión de biomasa sólida

En el caso de la generación de energía con biomasa se pueden producir las siguientes corrientes principales de aguas residuales, en el caso de estar presentes en planta los sistemas respectivos:

- agua de purga de la caldera;
- escape de la torre de refrigeración;
- aguas residuales del tratamiento de la ceniza;
- lixiviados y escurrimientos desde pilas de acopio de biomasa;
- aguas residuales del sistema de tratamiento de agua de caldera;
- lixiviados de acopios de cenizas y escorias.

Las características de las aguas residuales generadas dependen del uso que se haya hecho del agua. Las fuentes de contaminación son:

- los desmineralizadores;
- los aceites lubricantes y auxiliares;
- los contaminantes depositados en los combustibles (a través de las aguas residuales del tratamiento de cenizas cuando es húmedo);
- el Cl, los biocidas y otras sustancias químicas utilizadas para la gestión de la calidad del agua de los sistemas de refrigeración.

Los escapes de las torres de refrigeración suelen tener un contenido muy alto de sólidos totales en disolución, aunque se las clasifica como aguas refrigerantes sin contacto directo y, por lo tanto, están sometidas a los límites de pH, Cl residual y sustancias químicas tóxicas presentes en los aditivos de las torres de refrigeración (lo que incluye sustancias químicas anticorrosión con cromo y zinc, cuyo uso debe eliminarse).

Luego existen otras corrientes residuales presentes en toda instalación industrial, y las aguas residuales sanitarias y las aguas de alcantarillado.

7.4 Efluentes líquidos en proyectos de conversión de biogás

En el caso de la generación de energía con biogás, aparecen emisiones líquidas derivadas principalmente de la aplicación de determinadas técnicas de limpieza del biogás.

En la limpieza del biogás previa a la combustión, se pueden generar residuos en fase acuosa si se utilizan métodos externos al digestor. Por ejemplo, en las torres de desulfuración, la fase acuosa que contiene el S mineralizado se suele enviar al digestato, y el resto del agua del proceso se recircula. Las necesidades de incorporación de agua para mantener el proceso son bajas.

Del mismo modo, el agua proveniente de la deshumidificación del biogás se puede reinyectar al proceso a los efectos de minimizar la generación de efluentes líquidos.

Entre las potenciales fuentes de contaminación del agua se cuentan los lixiviados y escurrimientos desde las pilas de acopio de biomasa/silo.

De todas formas, la existencia, cantidad y calidad de estas corrientes residuales dependerá del tipo de proceso definido en el proyecto en particular, y deberán ser previstas en el EIA para su correcta gestión.

También se dan las corrientes residuales de las aguas sanitarias y de las aguas de alcantarillado.

Un aspecto que se debe considerar es la producción de lixiviados del silaje de maíz o de la materia verde utilizada como sustrato. El efluente del ensilado se produce como lixiviado durante el proceso de fermentación del silo. Presenta bajo pH, es corrosivo, oloroso y tiene un potencial de eutrofización elevado.

7.5 interacción con aguas superficiales

En todos los proyectos habrá cierto grado de requerimiento de aguas, estas podrían ser de origen superficial o subterráneo.

7.5.1 Tomas de agua

Las instalaciones de combustión con sistemas de refrigeración abiertos sin recirculación exigen grandes cantidades de agua que se vierte de nuevo a las aguas superficiales receptoras a una temperatura elevada.

El agua también es necesaria para el funcionamiento de la caldera, el eventual lavado húmedo de gases y el manejo de las cenizas. Por lo tanto, la extracción de estas grandes cantidades de agua puede suponer una competencia con otros usos importantes, como la irrigación agrícola o las fuentes de agua potable.

Los organismos acuáticos capturados en las estructuras de toma de agua de refrigeración se insertan o quedan atrapados en el propio sistema de refrigeración. En estos casos, se puede provocar la muerte o graves daños a los organismos acuáticos.

7.5.2 Vertido de agua de refrigeración

La extracción y el vertido a mayor temperatura y con contaminantes químicos, como biocidas u otros aditivos, pueden afectar a los organismos acuáticos como el fitoplancton, el zooplancton, los peces, los crustáceos, los moluscos y muchas otras formas de vida acuática.

Por este motivo, se requerirá evaluar cuantitativamente el impacto de la descarga térmica, para determinar su potencial efecto sobre el recurso superficial. El alcance de la evaluación dependerá no solo de la envergadura del proyecto (del sistema de refrigeración), sino también, y fundamentalmente, del cuerpo receptor.

En general, las provincias tienen normativa vigente para limitar la carga térmica hacia cuerpos de aguas superficiales. El parámetro de control es la temperatura del efluente³¹.

7.5.3 Vertido de efluentes líquidos

El vertido de los efluentes líquidos del proyecto también podría afectar la calidad del agua superficial en el cuerpo receptor.

Entonces, en estos casos también se requerirá evaluar cuantitativamente el impacto de la descarga líquida para determinar su potencial efecto sobre el recurso superficial. El alcance de la evaluación dependerá de la envergadura del proyecto, la calidad esperada de sus efluentes y de la capacidad de dilución del cuerpo receptor.

Las normativas provinciales establecen los límites de vuelco admisibles. La evaluación de mínima requiere contrastar la calidad proyectada en el efluente con los estándares provinciales de vuelco.

Debido a que cada jurisdicción presenta sus particularidades, en este caso no se presentan valores de referencia, puesto que no son útiles para los proyectos en general. El EIA requerirá analizar

³¹ Por ejemplo, Res. AdA 336/03, provincia de Buenos Aires.

específicamente los condicionantes en la provincia en cuestión. Por ejemplo, en la provincia de Buenos Aires, la normativa vigente establece los límites de vuelco en función del tipo de cuerpo receptor de las aguas (Res. AdA 336/03, provincia de Buenos Aires).

Como referencia se presentan las guías sobre efluentes de la CFI (2008) aplicables a los vertidos directos de efluentes de planta a las aguas superficiales de uso general (Cuadro 50).

7.5.4 Minimización de lagunas estercoleras

En los proyectos de conversión de biogás, una de las fuentes de biomasa son los residuos agropecuarios. Por esto, la implementación del proyecto podría implicar beneficios indirectos sobre las aguas superficiales.

En efecto, en el caso de que un productor agropecuario opte por la captación permanente en origen, para volcarla a la producción de biogás, podría reducir sus lagunas estercoleras. Esto permite:

- Reducir el aporte continuo del efluente de las lagunas hacia las aguas superficiales, mejorando su calidad y minimizando los efectos de eutrofización.
- Evitar el desborde de esas lagunas ante lluvias extraordinarias o crecidas de ríos en la zona y, por lo tanto, prevenir que tal escorrentía con alta carga contaminante del tipo orgánico alcance los cuerpos de agua superficiales.

En general, las lagunas no se pueden eliminar totalmente, ya que se requiere de alguna de ellas para captación de la escorrentía pluvial con arrastre de purines.

7.6 Interacción con aguas subterráneas

7.6.1 Captación de agua subterránea

En algunas regiones del país es posible acceder al agua subterránea como fuente de buena calidad, y la normativa vigente permite su uso para fines industriales.

Si este fuera el caso del proyecto para abastecer las necesidades de la planta de conversión de biomasa en energía, se deberá evaluar mediante estudios técnicos específicos la capacidad de producción de agua del acuífero propuesto.

7.6.2 Infiltración al acuífero freático

En el caso de proyectos de biomasa sólida, puede haber infiltración de contaminantes al acuífero freático por percolación de aguas residuales originadas en:

- lixiviados y escurrimientos desde pilas de acopio de biomasa/silaje;
- lixiviados de acopios de cenizas y escorias.

Para proyectos de biogás, es una práctica frecuente la conformación de una laguna de acopio de digestato, por lo que podrían generarse lixiviados desde lagunas de acopio de digestato, con potencial migración al acuífero freático.

Para evitar todos estos impactos, se requiere de sistemas de impermeabilización de superficies y lagunas, y sistemas de colección de lixiviados y escorrentías.

Respecto de la aplicación de digestatos como fertilizantes, se ha sugerido que podrían generar exceso de lixiviado de nitratos a las aguas subte-

Cuadro 50. Guías sobre efluentes líquidos

Contaminante	Nivel guía	Unidad
pH	6 - 9	UpH
SST	50	mg/l
Grasas y aceites	10	mg/l
Cl residual total	0,2	mg/l
Cromo total	0,5	mg/l
Cobre	0,5	mg/l
Hierro	1,0	mg/l
Zinc	1,0	mg/l
Plomo	0,5	mg/l
Cadmio	0,1	mg/l
Mercurio	0,005	mg/l
Arsénico	0,5	mg/l
Temperatura	a definir en EIA	*

* Se deben minimizar las zonas con temperaturas elevadas debido al vertido de aguas refrigerantes de sistemas abiertos (por ejemplo, 1 °C por encima, 2 °C por encima, 3 °C por encima de la temperatura del agua del entorno). A evaluar mediante estudio técnico específico.

Fuente: CFI (2008).

rráneas, pero que para contar con resultados concluyentes se requiere mayor desarrollo científico, ante resultados actualmente ambiguos (Paolini *et al.*, 2018).

7.6.3 Minimización de lagunas estercoleras

Para proyectos de biogás con uso de residuos agropecuarios como biomasa primaria (estiércol),

la eventual reducción de las lagunas estercoleras existentes puede ser considerada un impacto positivo desde el punto de vista de las aguas subterráneas, en la medida en que se reduce el riesgo de infiltración de aguas con alto contenido de N y P.



© Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca

8. SUELOS



8.1 Relación de los proyectos de biogás con los suelos

El uso del digestato como fertilizante aparece como una medida sustentable, que reduce la producción, el transporte y el uso de químicos sintéticos.

En los primeros capítulos se hicieron algunas referencias respecto de la interacción de los proyectos de biomasa sólida con los suelos, especialmente en lo referido a la silvicultura. Por ejemplo, la mejora en la humedad media del suelo y en el crecimiento de biomasa forestal al gestionar adecuadamente los residuos de poda, y retirarlos para ser utilizados como biomasa sólida en la conversión a energía. También, la reducción del volumen requerido en los rellenos al transformar la biomasa verde en cenizas, en el proceso de conversión de biomasa sólida. Por lo tanto, el tema del impacto de los proyectos de biomasa en el suelo ya fue tratado; en este capítulo se describen con mayor detalle los aspectos relacionados con los suelos en el caso de los proyectos de biogás.

8.1 Relación de los proyectos de biogás con los suelos

8.1.1 Recuperación de suelos por captación de residuos agropecuarios en origen

Como se mencionó en el Capítulo 7, aparece una ventaja ambiental, respecto de la situación de base, con la captación de estiércol en origen para

ser utilizado como sustrato en la fermentación para obtener biogás.

Esta práctica reduce el impacto de la metodología usual de lagunas estercoleras, que pueden estar no impermeabilizadas o presentar filtraciones de contaminantes a los suelos y las napas (principalmente aumento de carga nitrogenada).

Por otro lado, se liberan los terrenos ocupados por las propias lagunas eliminadas y por la presencia de residuos.

En contraposición, el subproducto de la fermentación de los sustratos en planta requiere ser acondicionado antes de su aplicación como fertilizante, por lo cual se cambia el uso del suelo en el sitio para generar las lagunas de acopio de digestatos.

8.1.2 Impacto del uso final del digestato

El uso del digestato como fertilizante aparece como una medida sustentable, que reduce la producción, el transporte y el uso de químicos sintéticos.

Al momento del uso final del digestato, se debe considerar que su aplicación sin control sobre los suelos puede liberar grandes cantidades de CH₄, N₂O, COV y NH₃, entre otros.

Si bien análisis recientes concluyeron que los efectos de la generación de biogás sobre la sustentabilidad del suelo y el respectivo impacto ambiental no son significativos, se sugiere seguir la evolución de los sistemas microbianos en el suelo, que podría estar siendo modificada por la presencia de digestatos (Paolini *et al.*, 2018).

Otros temas, como el lixiviado de nitratos a las aguas subterráneas, y la emisión a la atmósfera de NH_3 y N_2O , requieren mayor desarrollo científico, ante resultados actualmente ambiguos (Paolini *et al.*, 2018). El eventual agregado al suelo de contaminantes persistentes a través del digestato es un tema abierto actualmente.

En el caso de requerirse un cálculo fino del balance de GEI, se deberá analizar en detalle el mecanismo propuesto para el almacenamiento, transporte y aplicación de los digestatos como fertilizantes (o su eventual combustión, según se trata en otra sección del presente documento).

8.1.3 Gestión ambiental de la aplicación de digestato como fertilizantes

En el presente, la principal preocupación del uso de digestatos como fertilizantes es el incremento de N en el suelo y su eventual migración a las aguas subterráneas, efectos que pueden ser minimizados a través de buenas prácticas ambientales para reservar la calidad del suelo.

Para ello se sugiere analizar, preparar y presentar un plan de aplicación (PA), en el que se detalle la metodología propuesta para el correcto funcionamiento del sistema suelo como cuerpo receptor de los nutrientes contenidos en el residuo estabilizado, sin generar efectos negativos en el ambiente.

Para la confección del PA se ha tomado como referencia la normativa de la provincia de Córdoba³². Dicha normativa indica que el PA estará redactado por un ingeniero agrónomo y avalado/ presentado ante las autoridades ambientales por un especialista ambiental.

³² Res. 29/2017, Ministerio de Agua, Ambiente y Servicios Públicos, provincia de Córdoba. Estándares Ambientales, de Emisión o de Efluentes y Estándares Tecnológicos para la Gestión y Aplicación Agronómica de Residuos Pecuarios de la Provincia de Córdoba.

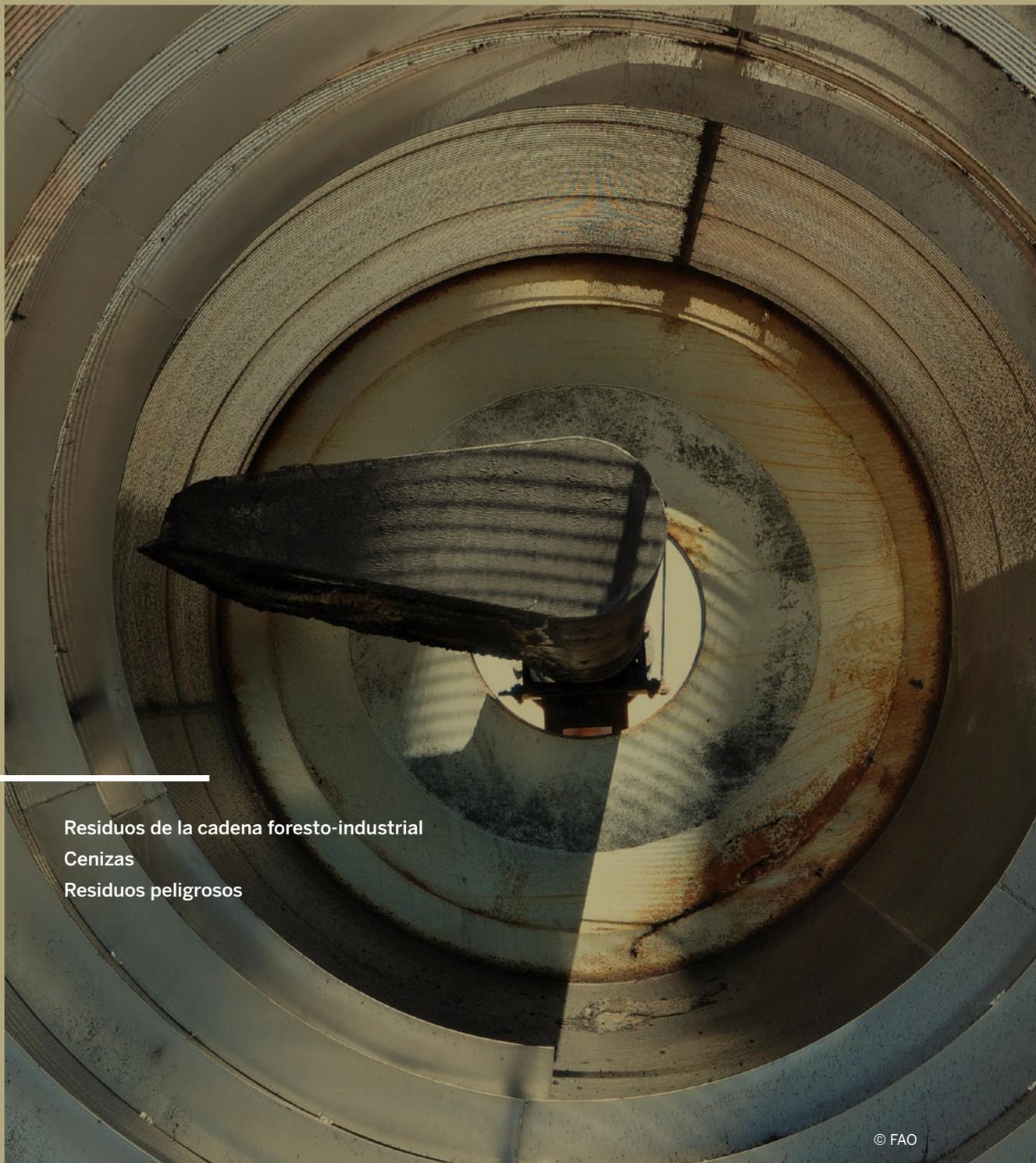
Los contenidos mínimos del PA incluirán:

- Caracterización del residuo estabilizado.
- Destinos de aplicación posibles y acordes a la normativa vigente en el caso de suelos para producción de alimentos para humanos.
- Transporte de residuos pecuarios en camiones cerrados y tapados.
- Caracterización del suelo receptor, incluyendo su fragilidad ambiental, posición en el relieve, características fisicoquímicas, etcétera.
- Protocolo de aplicación del residuo estabilizado.
- Restricciones de aplicación del residuo estabilizado: según localización respecto de cuerpos de agua y poblaciones, cobertura del terreno, pendientes, potencial de salinización, etcétera.



© FAO

9. RESIDUOS



-
- 9.1 Residuos de la cadena foresto-industrial
 - 9.2 Cenizas
 - 9.3 Residuos peligrosos

La ceniza de la combustión de biomasa sólida en calderas es el residuo más significativo de los generados en los proyectos de conversión de biomasa.

Los residuos foresto-industriales constituyen una de las formas de biomasa primaria en la conversión de biomasa sólida, y se requiere su recolección y acondicionamiento para el proceso. Conocer sus características será útil al momento de evaluar el impacto diferencial por el cambio de uso de este material.

De los residuos generados en los proyectos de conversión de biomasa, el más significativo es la ceniza de la combustión de biomasa sólida en calderas. Por eso, en este Capítulo se desarrollan los aspectos ambientales relativos a esta corriente.

El subproducto de la fermentación en plantas de biogás no está tratado como residuo, bajo la hipótesis de que puede ser utilizado como fertilizante natural, según lo presentado en el Capítulo 8. No obstante, si no fuera posible disponerlo de esta manera, existen alternativas, actualmente en estudio, como su incineración como biomasa, según lo presentado en el Capítulo 6.

El resto de los residuos generados en las plantas de bioenergía estudiadas aquí es el usual para

procesos de generación energética, por lo que no se verá en detalles. Únicamente se realizan algunas consideraciones para el caso de los residuos peligrosos, al final del Capítulo.

9.1 Residuos de la cadena foresto-industrial

Luego del desarrollo de la industria bioenergética con biomasa sólida en California a fines del siglo pasado, el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de EE. UU. generó un reporte enumerando los aspectos ambientales de esta experiencia (NREL, 1997). A continuación, se sintetizan las conclusiones relativas a los residuos de la cadena foresto-industrial.

En primer término, se fijaron los principales aspectos que se deben contemplar en el manejo de residuos forestales:

- Se considera todo el material que se deja en el sitio durante la tala. Usualmente la forma más económica es dejar todo tal cual en el lugar, aunque esto puede retardar el crecimiento posterior y generar riesgo de incendio. En otros

casos, se colecta y apila. Incluso podría existir la práctica de quema de pilas para reducir el riesgo de incendio.

- También se debe considerar el material del bosque que no es comercialmente apto, como árboles caídos, árboles en pie secos, y aquella madera que no se puede usar para generar productos.
- En ausencia de mercado energético para estos residuos, lo usual es que se los deje en el sitio. Se deberá evaluar, si este es el caso, la generación de CO₂ y CH₄, según el tipo de degradación (anaeróbica/aeróbica) del sitio, y comparar con la emisión de producción, transporte y combustión.
- La colecta, procesamiento y transporte hasta la planta energética de estos residuos implica un mayor costo, pero supone un uso beneficioso de este material y, eventualmente, elimina la contaminación asociada con la quema abierta.
- Se debe analizar el circuito de transporte de biomasa. Dependiendo de los puntos de origen y del destino de la biomasa, el factor logístico puede tener una implicancia significativa en el impacto ambiental del proyecto, por emisiones de gases, partículas y ruido.

En cuanto a los aspectos para tener en cuenta en el manejo de residuos de aserradero, las principales conclusiones fueron:

- Se considera todo el material del procesamiento en bruto, incluyendo cortezas, descartes, madera rechazada, recortes y aserrín. El volumen del residuo podría llegar a ser del 50% en peso respecto del material ingresante.
- De ser el caso, se contemplará la competencia en el uso de estos residuos con otros fines, como pulpa, partículas para aglomerados, aserrín para mascotas o chips para jardinería, entre otros.
- Aun en el caso de la utilización como subproducto para las aplicaciones recién citadas, persiste un 15-20% del material como residuo sin aplicación, que debe ser dispuesto. En el balance para uso como biomasa sólida, se contemplarán ambas situaciones, dado que la disposición usual es en rellenos (para el caso

de buenas prácticas ambientales que eviten la quema abierta).

- Evaluar la generación de CO₂ y CH₄ según el tipo de disposición/relleno³³, y comparar con la emisión de combustión.
- Analizar el circuito de embalado y transporte de biomasa, sobre todo cuando la biomasa no se utiliza en la propia planta para generar energía.
- Considerar las emisiones de gases, partículas y ruido.

Las Cuadros 51 y 52 sintetizan los resultados del estudio e indican el tipo de impacto observado.

9.2 Cenizas

9.2.1 Aspectos generales

Las plantas de energía con biomasa sólida son las que generan mayor cantidad de desechos sólidos debido al porcentaje relativamente elevado de cenizas en ese combustible.

Las calderas de combustión en lecho fluidizado generan cenizas volantes y cenizas depositadas, lo que se denomina lecho de cenizas. Las cenizas depositadas contienen escoria y partículas más gruesas y pesadas que las cenizas volantes. Estos residuos tienen mayor contenido de calcio y sulfato y menor contenido de sílice y alúmina que los residuos de la combustión de carbón, debido a la presencia de material absorbente.

Las plantas de energía térmica de combustión de biogás no generan esencialmente ningún residuo sólido por la cantidad insignificante de cenizas, independientemente de la tecnología de combustión.

Sin embargo, los metales pesados pueden ser motivo de preocupación. Por ejemplo, los residuos de las cenizas y el polvo eliminados de los gases de escape pueden contener importantes niveles de metales pesados y algunos componentes orgánicos, además de materiales inertes.

Los residuos de las cenizas no se clasifican habitualmente como desechos peligrosos por su ca-

³³ Si bien se espera que un relleno sanitario genere aproximadamente 50-50% de CO₂ y CH₄, dependiendo del tipo de relleno y la eventual captación y quemado de gases, se tendrán distintos niveles de emisiones de GEI.

Cuadro 51. Esquema de los principales impactos de la biomasa foresto-industrial como residuo

Origen	Signo	Destino
Forestal	-	Acumulación <i>in situ</i> : riesgo de incendio, cambia el balance hídrico, reduce la salud del bosque.
	-	Quema abierta: emisiones sin control, menor calidad de aire.
	+/-	Degradación <i>in situ</i> : reinyección de nutrientes/emisiones de CH ₄ .
Aserradero	-	Relleno: acumulación, emisiones de CH ₄ y lixiviados.
	+	Materia prima para otros usos.
	-	Quema abierta: emisiones sin control, menor calidad de aire.

Fuente: Elaborado a partir de NREL (1997).

Cuadro 52. Esquema de los principales impactos de la biomasa forestal como combustible

Origen	Signo	Destino
Forestal y aserradero	-	Emisiones en la preparación y transporte.
	+	Inversión y empleo.
	+	Emisiones controladas, mejor calidad de aire.
	+	Reducción de emisiones de GEI.
	-	Cenizas: acumulación en relleno.

Fuente: Elaborado a partir de NREL (1997).

rácter inerte. No obstante, cuando se considera que pueden contener elevados niveles de metales pesados, radioactividad y otros materiales potencialmente peligrosos, estos componentes se deben analizar al inicio de las operaciones de la planta para comprobar su clasificación como peligrosos o no peligrosos en función de la normativa local.

Las medidas recomendadas para prevenir, minimizar y controlar el volumen de desechos sólidos de las plantas de energía térmica incluyen: manejar el desecho y la recuperación de cenizas para minimizar los impactos ambientales, especialmente la migración de metales tóxicos, cuando haya

presencia de ellos, a las aguas superficiales y freáticas cercanas, además del arrastre de sólidos en suspensión en las escorrentías debido a las precipitaciones y las inundaciones.

9.2.2 Mecanismos de formación de cenizas

Los elementos que forman las cenizas están presentes en la biomasa como sales unidas químicamente a la estructura del carbón (ceniza inherente) o pueden venir con la biomasa como partículas minerales de la tierra donde esta ha crecido y son introducidos durante la cosecha y el transporte (ceniza atrapada).

Los componentes de la ceniza inherente se encuentran distribuidos de manera homogénea en el combustible y son mucho más móviles que los compuestos en la ceniza atrapada, por tanto, reaccionarán químicamente durante la combustión.

Una fracción de los compuestos de estas cenizas son volatilizados y pasan a formar parte de la fase gaseosa. La cantidad que se volatiliza depende de las características del combustible, de la atmósfera alrededor de la partícula y de la tecnología del quemador. Por ejemplo, una alta temperatura de combustión y una atmósfera reductora realzan la volatilización de elementos relevantes al medioambiente como metales pesados (Zn, Pb, Cm) (Melissari, 2012).

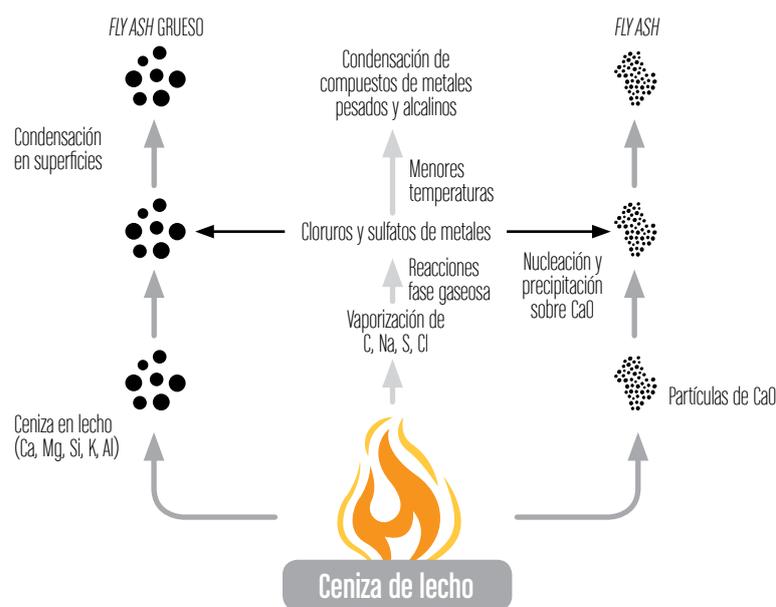
El Gráfico 24 muestra los mecanismos típicos involucrados en la formación de ceniza durante la combustión de biomasa. Los metales y óxidos son parcialmente evaporados en las altas temperaturas dentro de las partículas de combustible y se vuelven parte activa en reacciones en la fase gaseosa. En su recorrido por la caldera precipitan cuando baja la temperatura y pueden nuclearse

en superficie de finas partículas de óxido de calcio (CaO), pasando a formar parte de los gases, en lo que es denominado *fly-ash* (cenizas volantes con tamaño $< 1\mu\text{m}$). Mediante un proceso de reoxidación-nucleación-coalescencia, estas partículas se aglomeran y componen un tipo de ceniza de tamaño mayor a $10\mu\text{m}$, denominado *fly-ash* grueso.

Los compuestos de la ceniza que no son volátiles permanecen en el carbón y pueden ser segregados o derretidos y coalescer dentro o en la superficie de la partícula, dependiendo de la temperatura y la composición química, tanto de las partículas como de los gases circundantes. Esto da como resultado unas partículas de ceniza que tienen una amplia gama de composiciones, tamaños y formas relacionadas a las características del mineral del cual provienen.

Dependiendo de la densidad y del tamaño de estas partículas, de la tecnología usada y de la velocidad de los gases, una fracción de estas cenizas puede ser arrastrada por los gases, si bien, en general, la mayor parte es depositada sobre la parrilla, y forman lo que se denomina ceniza de parrilla.

Gráfico 24. Mecanismos de formación de ceniza



Fuente: Melissari (2012).

9.2.3 Tipos de residuos debido a las cenizas

Mediante la combustión de biomasa sólida para la generación de energía se pueden obtener dos tipos de cenizas:

- Cenizas gruesas: provienen del proceso de combustión en la caldera y pueden ser valorizadas o eliminadas. Si la composición química de las cenizas permite su uso como fertilizante o mejorador de suelos, pueden ser valorizadas. En función de su composición química, las cenizas pueden ser clasificadas como residuo industrial o peligroso, por lo que es importante determinar su peligrosidad.
- Cenizas finas o volantes: generadas en la operación del sistema de control de material particulado. Cuando se las recolecta en sistemas secos, pueden incorporarse a las cenizas gruesas para generar una única corriente de residuos. Cuando se las colecta con lavadoras húmedas, forman un lodo que requiere acondicionamiento previo para ser dispuesto.

9.2.4 Caracterización de cenizas

El contenido de ceniza de diferentes biomásas es muy variado, puede llegar a ser tan bajo como el 0,5% en base seca para algunas especies de pulpa de madera, hasta el 20% para algunos cereales o desechos de la industria agropecuaria, particularmente si están contaminados con tierra de la cosecha.

En el Cuadro 53 se presenta rangos de valores para la fracción de cenizas obtenidas a partir de distintas biomásas sólidas, esto permite observar la gran reducción de volumen que puede lograrse (0,8 a 12% de material remanente).

Asimismo, en el Cuadro 54 se presenta el contenido de ceniza y composición típica para tres variedades de biomasa sólida. La composición de cenizas está dominada por dióxido de silicio (SiO_2) y CaO , y, en menor medida, por óxido de magnesio (MgO), óxido de aluminio (Al_2O_3), óxido de potasio (K_2O) y óxido de fósforo P_2O_5 . La ceniza proveniente de plantas longevas (por ejemplo, los árboles) tiene, por la dinámica de flujo de nutrientes con la tierra, una composición mineral muy diferente a las plantas que se desarrollan y cosechan en pocos meses (por ejemplo, los cereales). Estas últimas contienen mayores cantidades de óxidos con bajo punto de fusión, particularmente K_2O y P_2O_5 . Además, tienen sustancialmente menores contenidos de metales pesados (Melissari, 2012).

Se dispone de datos de biomasa sólida del tipo forestal en forma de pellets, proveniente del Noroeste Argentino (NEA). Se realizaron ensayos de laboratorio para determinar si se alcanzan los requerimientos de disposición final en el marco de la Ley Nacional de Residuos Peligrosos (24051).

Se analizó el contenido de cenizas y el potencial de lixiviación, y se obtuvieron los resultados que se detallan en el Cuadro 55 (Perone *et al.*, 2009). La muestra A proviene de Corrientes, y la muestra B, de Misiones. Se observó que:

- El grado de humedad fue de entre 5% y 7%, aproximadamente.
- El contenido de cenizas fue de entre 0,4% y 0,5%, menor al esperado (1%).
- No se detectaron metales pesados en los ensayos de lixiviación.

Cuadro 53. Rangos de valores para la fracción de cenizas de diferentes biomásas sólidas

Biomasa	Cenizas		
	Mínimo	Máximo	Unidad
Chips de madera	8 000	14 000	mg/kg _{biomasa}
Paja	40 000	120 000	mg/kg _{biomasa}
Cereal	40 000	120 000	mg/kg _{biomasa}

Fuente: Villeneuve *et al.* (2012).

Cuadro 54. Comparación de la cantidad y la composición química típica de cenizas

	Chips madera	Corteza	Cereales
Cenizas total	< 2	3 - 8	5- 10
Composición cenizas (%)			
SiO ₂	25	25	35-60
Al ₂ O ₃	5	7	2
Fe ₂ O ₃	2	4	2
CaO	45	40	7
MgO	5	7	3
K ₂ O	5	5	20-30
P ₂ O ₅	4	2	6
Composición cenizas (%)			
Pb	25	25	10
Cd	5	5	1
Zn	400	600	250
V	40	60	5
Cr	50	150	15
Ni	60	100	4

Fuente: Melissari (2012)

Cuadro 55. Resultados de los ensayos de laboratorio sobre muestras de pellets del NEA

Matriz	Parámetro	Muestra A	Muestra B	Unidad
Pellets	Humedad	4,9	6,8	% p/p
	Sólidos volátiles a 950 °C	99,5	99,6	% p/p
	Cenizas a 950 °C	0,5	0,4	% p/p
Lixiviado de cenizas	Arsénico	< 0,10	< 0,10	mg/l
	Níquel	< 0,10	< 0,10	mg/l
	Cobre	< 0,10	< 0,10	mg/l
	Cadmio	< 0,05	< 0,05	mg/l
	Cromo total	< 0,10	< 0,10	mg/l
	Plomo	< 0,50	< 0,50	mg/l

Fuente: Perone *et al.* (2009).

Por lo tanto, estas cenizas pueden considerarse no peligrosas, y disponerse para otros fines. Por ejemplo, podrían utilizarse en aplicación forestal (Gartzia-Bengoetxea, Albizu y González-Arias, 2013).

En cambio, si la ceniza, por alguna razón, no puede ser reciclada a su lugar de origen o no puede ser utilizada como fertilizante, hay otros usos potenciales, por ejemplo, como aditivos en materiales de construcción (Mellisari, 2012 y García Calvo *et al.*, 2012).

9.3 Residuos peligrosos

Los materiales peligrosos que se utilizan o almacenan en instalaciones de combustión de biomasa sólida y biogás son del mismo tipo que los utilizados en centrales térmicas (exceptuando los combustibles fósiles de proceso de estas últimas). Dependiendo del proceso y las tecnologías, se pueden tener:

- combustibles residuales;
- sustancias químicas para el proceso, el agua y las aguas residuales;
- productos químicos para el mantenimiento de equipos y de las instalaciones.

En principio, se excluyen del listado las cenizas, bajo la hipótesis de que su contenido de compuestos peligrosos, verificado mediante análisis, las exime de esta categorización.

La generación de residuos peligrosos requiere cumplimentar los requisitos provinciales particulares, ya sea porque la provincia en cuestión adhiere a la Ley 24051 o porque ha generado su propia normativa³⁴.

En cualquier caso, las normativas vigentes indican los procedimientos de manipulación, almacenamiento transitorio en planta, transporte por empresas autorizadas y tratamiento y disposición final por tratadores habilitados. Estos procedimientos ya son bien conocidos, y los residuos peligrosos que eventualmente se generen en las plantas de bioenergía podrán ser gestionados dentro de la generalidad. Lo citado incluye la prevención de los derrames y los procedimientos habituales para responder a ellos en el caso de ocurrir.

³⁴ Por ejemplo, la provincia de Buenos Aires con la Ley de Residuos Especiales 11720.

10. ASPECTOS SOCIALES

-
- 10.1 Aspectos económicos y sociales
 - 10.2 Pueblos indígenas y comunidades campesinas
 - 10.3 Acciones de participación ciudadana



La generación eléctrica a partir de biomasa requiere más operadores por MW que una central con combustibles fósiles.

En este capítulo se mencionan algunos aspectos desde el punto de vista socioeconómico y cultural. Por la distribución geográfica potencial en la Argentina para este tipo de proyectos de bioenergía, con posibilidad de desarrollo en zonas aisladas o marginales, se hace una mención particular a la potencial relación del proyecto con comunidades rurales e indígenas. Asimismo, se tienen en cuenta las pautas mínimas para la participación ciudadana.

Sin embargo, no se profundizan los aspectos económicos o sociales, que son comunes a proyectos industriales o energéticos más tradicionales, aunque se remarca que la bioenergía plantea un potencial de desarrollo de mercados locales y cadena de valor que hace que estos aspectos se vuelvan particularmente destacables a la hora de la evaluación de impactos en el EIA.

10.1 Aspectos económicos y sociales

Para proyectos de biomasa forestal, en el período analizado en el estudio del NREL (1980-1995)

(NREL, 1997), la inversión de capital fue del orden de 2,4 millones de USD/MW. Como referencia, la inversión por MW disponible para los recientes proyectos en la Argentina fue de 6,6 millones de USD para biogás y de 3,8 millones de USD para biomasa (FAO, 2019).

Como aspecto para destacar, se debe considerar que la generación eléctrica a partir de biomasa requiere más operadores por MW que una central con combustibles fósiles. A partir de estudios realizados en EE. UU. y Canadá, se estableció una relación de 0,6 a 2,1 años hombre de trabajo por MW instalado (NREL, 1997).

Pero, además, debe considerarse la mano de obra necesaria para la industria de la producción del biocombustible sólido y su transporte, estimada en ese estudio en aproximadamente el doble de empleos equivalentes de tiempo completo respecto de los requeridos en la planta de generación de energía.

En el EIA, se deberán considerar las particularidades del caso y realizar el análisis local, por ejem-

plo, a partir de la información recopilada en los proyectos RenovAr, para biomasa y para biogás.

El proyecto, sea de conversión de biomasa sólida como de biogás, podría potenciar a la comunidad local a través de algunas de las siguientes acciones, con o sin beneficios económicos directos:

- Mejoramiento de infraestructura local.
- Apoyo en programas educativos orientados a las comunidades locales.
- Apoyo en programas de salud orientados a las comunidades locales o facilitación del acceso a tratamientos médicos.
- Creación de fondos de desarrollo comunitario.
- Contratación de mano de obra local.
- Capacitaciones laborales para miembros de la comunidad.
- Asistencia técnica para emprendimientos locales.
- Inversiones directas en emprendimientos locales.
- Creación de alianzas comerciales con productores y emprendedores locales.

10.2 Pueblos indígenas y comunidades campesinas

Varios proyectos considerados en esta Guía son terreno-extensivos en la etapa de generación de biomasa: biomasa con plantaciones dedicadas, biogás con silaje y biomasa con residuos forestales. Por ello, el uso del suelo podría entrar en conflicto con la presencia de pueblos indígenas y comunidades campesinas. En el caso del primer grupo social y cultural, por ejemplo, el conflicto podría darse en la medida en que los proyectos se prevean para zonas marginales a las actuales áreas principales de explotación agrícola y silvícola. En cuanto al segundo grupo, podría haber una competencia por tierras productivas.

Incluso si no existiera competencia por el terreno, puede ocurrir que alguna actividad o acción del proyecto tenga lugar en zonas con presencia de pueblos indígenas o comunidades campesinas con tradición en el territorio.

En cualquier caso, el EIA deberá poner especial atención en la evaluación de los impactos que el proyecto pudiera generar sobre estas comunidades.

Desde el punto de vista normativo, a continuación, se presentan citas legales que se deben considerar (MAyDS, 2017).

La Constitución nacional (artículo 75, inciso 17): reconoce la preexistencia étnica y cultural de los pueblos indígenas, garantiza el respeto a su identidad y el derecho a una educación bilingüe e intercultural, y reconoce la personería jurídica de sus comunidades y la posesión y propiedad comunitaria de las tierras que tradicionalmente ocupan, regulándose la entrega de otras aptas y suficientes para el desarrollo humano. Se establece que ninguna de ellas podrá ser enajenable, transferida, ni susceptible de gravámenes o embargos.

Ley de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental de los Bosques Nativos (26331): prevé que todo proyecto de desmonte o manejo sostenible de bosques nativos debe reconocer y respetar los derechos de las comunidades indígenas originarias del país que tradicionalmente ocupen esas tierras. Entre los criterios de sustentabilidad ambiental dispuestos por esta ley se pondera el valor que las comunidades indígenas y campesinas dan a las áreas boscosas o sus áreas colindantes y el uso que pueden hacer de sus recursos naturales a los fines de su supervivencia y el mantenimiento de su cultura.

Ley de Reparación Histórica de la Agricultura Familiar para la Construcción de la Nueva Ruralidad en Argentina (27118): declara de interés público la agricultura familiar, campesina e indígena por su contribución a la seguridad y soberanía alimentaria del pueblo, por practicar y por promover sistemas de vida y de producción que preservan la biodiversidad y procesos sostenibles de transformación productiva.

Ley sobre Política Indígena y Apoyo a las Comunidades Aborígenes (23302): declara de interés nacional la atención y el apoyo a los aborígenes y a las comunidades indígenas existentes en el país, y su defensa y desarrollo para su plena participación en el proceso socioeconómico y cultural de la Nación, respetando sus valores y modalidades. Es relevante mencionar aquí lo normado por la Ley 24071 (ratificación del Convenio OIT 169) sobre la Consulta Previa, Libre e Informada, que deben comprender los EIA de proyectos, cuando haya comunidades aborígenes en el área de influencia.

Ley de Emergencia en materia de posesión y propiedad de las tierras que tradicionalmente ocupan las comunidades indígenas originarias del país (26160): declara la emergencia en materia de posesión y propiedad de las tierras que tradicionalmente ocupan las comunidades indígenas originarias del país, cuya personería jurídica haya sido inscrita en el Registro Nacional de Comunidades Indígenas o en el organismo provincial competente.

Ley de Educación Nacional (26206): indica como uno de los fines y objetivos de la política educativa nacional el asegurar a los pueblos indígenas el respeto a su lengua y a su identidad cultural, promoviendo la valoración de la multiculturalidad en la formación de todos los educandos.

Nuevo Código Civil y Comercial de la Nación, artículo 18: reconoce la posesión y la propiedad comunitaria de los pueblos originarios, sobre las tierras que tradicionalmente ocupan y de aquellas otras aptas y suficientes para el desarrollo humano.

En el documento Marco de Gestión de Riesgo Ambiental y Social que el programa RenovAr produjo para los proyectos que tomen garantías del BM, se puede consultar el Anexo J: Marco de Planificación para Pueblos Indígenas (MEyM, 2017). En ese contexto, el término “pueblos indígenas” se emplea de modo genérico para designar a un grupo social y cultural que posee las siguientes características en diversos grados:

- Autoidentificación como miembros de un grupo cultural indígena distintivo, así como el reconocimiento de esta identidad por otros.
- Un apego colectivo a hábitats geográficamente demarcados o a territorios ancestrales en la zona del proyecto, así como a los recursos naturales en dichos hábitats y territorios.
- Instituciones culturales, económicas, sociales o políticas históricamente distintas de las de la sociedad o cultura dominante.
- Una lengua o dialecto propios, con frecuencia diferente de la o las lenguas oficiales del país o la región en que residen.

Especialmente para los proyectos de biomasa sólida, aunque no exclusivamente, se citan potenciales riesgos sobre los pueblos indígenas:

- Imposición de servidumbres y adquisición de tierra para infraestructura complementaria.
- Alteración del acceso a recursos/medios de subsistencia de campesinos e indígenas (afectación de fauna, deforestación).
- Impacto sobre las tierras de uso comunitario o el acceso a estas.
- Afectación por acceso a los recursos de biodiversidad (por ejemplo, para artesanías o medicinales).
- Daño a la salud (cenizas, emisiones tóxicas, uso de fertilizantes).
- Molestias a la comunidad durante la construcción.
- Requerimiento de grandes áreas para los diferentes procesos destinados a la obtención de energía de la biomasa. También las zonas de almacenamiento pueden ser particularmente extensas.
- Daño de recursos culturales (patrimonio arqueológico, religioso/sitios sagrados, histórico).
- Aumento de riesgo de accidentes viales.
- Afectación al acceso de instituciones de interés social.

Ante estos riesgos, se pueden aplicar las siguientes sugerencias para el desarrollo de medidas de mitigación:

- Evitar o reducir las afectaciones al uso o acceso de tierras comunitarias, a medios de subsistencia y a otros recursos necesarios para el desarrollo de las comunidades indígenas, a través del diseño de alternativas de proyecto.
- Implementar medidas de asistencia y compensación para garantizar la continuidad de las actividades esenciales para la supervivencia de estas comunidades y de sus prácticas tradicionales y culturales.
- Asegurar la preservación de elementos ornamentales o sitios de valor patrimonial de distinta índole ubicados en el área afectada. Para esto será necesario disponer la suspensión inmediata de las tareas que pudieran afectar dichos hallazgos y dar aviso a las autoridades pertinentes.
- Consultar a las comunidades indígenas y dar lugar su participación informada permanente.

Implementar un mecanismo de gestión de reclamos.

- Gestionar la contaminación atmosférica (material particulado, olores, ruido). Evaluar técnicamente aspectos de diseño para minimizar el impacto desde el inicio de las operaciones, y hacer el seguimiento mediante un programa de monitoreo y un plan de operación adecuados.
- Desarrollar medidas orientadas a prevenir accidentes, incluyendo señalizaciones viales.
- Minimizar acciones que interrumpan o dificulten la circulación de la población local. Generar accesos alternativos en caso de ser necesario.

10.3 Acciones de participación ciudadana

Para cumplir con los requerimientos de participación ciudadana que prescribe la Ley General del Ambiente 25675, el titular del proyecto deberá:

- Identificar las comunidades y los tipos de actores sociales que pueden verse afectados por el proyecto. Los actores sociales identificados deberán representar realmente los puntos de vista de las comunidades potencialmente afectadas.
- Presentar un programa de comunicaciones, con el objetivo de planificar una eficiente y apropiada implementación de mecanismos de comunicación social, que permitan establecer un contacto efectivo con todas las partes afectadas o interesadas respecto de los planes y acciones que se desarrollarán durante la construcción y operación del proyecto.

La divulgación de la información será relevante. Se deberá facilitar a las comunidades afectadas el acceso a la información sobre el propósito, la naturaleza y la escala del proyecto, los riesgos e impactos posibles y las medidas de mitigación propuestas.

Se establecerá un mecanismo de consultas para atender las inquietudes de la comunidad y una participación informada y un mecanismo atención de quejas.

Tanto los avances del proyecto como cualquier modificación, nuevas medidas o acciones de mitigación serán notificados a los actores sociales de las comunidades afectadas.

- De acuerdo con el tamaño y la naturaleza del proyecto, la autoridad de aplicación podrá requerir, adicionalmente, la presentación de un programa de participación comunitaria integrado por una o más de las siguientes instancias:

- Talleres participativos.
- Audiencia pública.
- Participación después de la aprobación de la EIA.
- Comité de monitoreo y vigilancia comunitaria.



© Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca

11. OTROS ASPECTOS



-
- 11.1 Ruido
 - 11.2 Impacto visual
 - 11.3 Radiaciones no ionizantes
 - 11.4 Gestión de los bosques nativos
 - 11.5 Seguridad de planta en la conversión de biomasa sólida
 - 11.6 Seguridad de planta en la conversión de biogás

El biogás presenta propiedades peligrosas que deben tenerse absolutamente en cuenta para garantizar el funcionamiento seguro de las plantas.

En este Capítulo se presentan, en forma sintética, algunos aspectos ambientales típicos de la actividad de conversión de biomasa en energía que complementan a los principales, presentados con anterioridad.

11.1 Ruido

En todos los casos se producirán ruidos en las fases de:

- Obtención y preparación de la biomasa primaria en campo.
- Transporte de la biomasa primaria a planta.
- Acondicionamiento y manipulación de biomasa en planta.
- Combustión de biomasa sólida o biogás.
- Transporte de digestato y cenizas a destino final.

El principal impacto se debe a la operación de los equipos de combustión, sobre todo en el caso de biogás, cuando se utilizan motores de combustión interna o turbinas. Debido a que la emisión sonora de estos equipos es muy alta (típicamente 90 a 100 dBA junto al equipo), normalmente se los ubica dentro de compartimentos insonorizados. A su vez, los escapes están equipados con silenciadores (Imagen 8). Esto resguarda a los trabajadores de planta y minimiza la propagación de ruidos hacia el entorno.

Es importante que el proponente desarrolle una proyección de las emisiones de ruido que generará el proyecto y cuáles serán las emisiones finales en el receptor más cercano.

Entonces, se deberá evaluar la propagación del ruido de estas unidades hacia el exterior de la planta, utilizando la metodología cuantitativa que amerite técnicamente la localización respecto de los receptores críticos más próximos. Esto puede incluir desde modelos matemáticos analíticos hasta la simulación computacional de ondas sonoras.

En la evaluación, se adicionarán las fuentes de ruido que fueran necesarias, por ejemplo, trituradoras y secadoras de planta en el caso de biomasa sólida.

Para determinar el impacto sonoro sobre la población estable, se puede utilizar la Norma IRAM 4062 de “ruidos molestos al vecindario”.

Además, se requerirá la definición de la línea de base de ruidos previos al proyecto, y, luego, monitoreos periódicos de verificación para el caso de receptores críticos cercanos.

Si bien los equipos de combustión generan vibraciones, asumiendo que el proyecto cumple con distancias mínimas de protección para receptores críticos, no será necesario el monitoreo de vibraciones fuera de planta.

Imagen 8. Cabinas de insonorización para motogeneradores a biogás, y silenciadores para el escape de gases de combustión



11.2 Impacto visual

En el caso de que la planta de conversión de bioenergía se instale en una zona rural, lo que es muy probable, seguramente producirá una variación significativa de la visual preexistente.

Lo contrario ocurre para el tipo de proyectos de biomasa seca basados en residuos de la cadena de la industria forestal (caso de estudio 2), ya que probablemente la planta se instalará en el entorno inmediato de la zona de generación de los residuos foresto-industriales, y pasará a compartir el espacio visual de la industria forestal.

En cuanto a los casos en los que se produzca energía eléctrica, la forma más común de evacuación en nuestro país es a través de líneas aéreas, lo que suma al impacto puntual de la planta, una nueva marca en el paisaje que, en entornos rurales o forestales, difícilmente pueda ser enmascarada.

Independientemente de cuál sea el caso, en el EIA se requerirá analizar el impacto visual del proyecto.

La mayoría de los métodos de diagnóstico o inventario de calidad visual tienen un componente subjetivo. Como normalmente no está disponible ninguna cartografía de base de la calidad del paisaje, o bien se la debe construir para el EIA o se aplica el criterio de los profesionales intervinientes.

No obstante, se recomienda aplicar una metodología estandarizada en la evaluación, para minimizar la subjetividad del equipo de trabajo (MOPU, 1984 y Steinz, 1979).

11.3 Radiaciones no ionizantes

En el caso de la conversión de biomasa sólida o biogás en energía eléctrica, los equipos internos de planta de generación, transformación y transporte de electricidad producen campos electromagnéticos en el predio y su entorno.

Las instalaciones de evacuación de energía eléctrica, como la estación transformadora y, especialmente, las líneas de media/alta tensión, trasladan los campos al exterior.

En función de la envergadura y del tipo de proyecto, se requerirá una evaluación específica del impacto para determinar el cumplimiento de los estándares definidos en las Res. SE 77/98, ENRE 1724/98 y ENRE 236/96, según corresponda.

Sobre la base de los documentos elaborados conjuntamente por la OMS, la Asociación Internacional de Protección contra la Radiación No Ionizante (IRPA) y el Programa de las Naciones Unidas para el Ambiente (PNUMA), los cuales recopilan en diferentes países los valores típicos de la mayoría de las líneas que se encuentran en operación, se adoptó un valor límite superior de campo eléctrico no perturbado, para líneas en condiciones de tensión nominal y conductores a temperatura máxima anual, de 3 kV/m. Este valor es requerido en el borde de la franja de servidumbre, fuera de ella y en el borde perimetral de las subestaciones, medido a 1 m del nivel del suelo.

Cuando no estuviera definida la franja de servidumbre, la normativa establece que el nivel de campo deberá ser igual o inferior a dicho valor en los puntos resultantes de la aplicación de las distancias mínimas establecidas en la Reglamentación de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) sobre líneas eléctricas aéreas exteriores.

El nivel máximo de campo eléctrico, en cualquier posición, deberá ser tal que las corrientes de contacto para un caso testigo, niño sobre tierra húmeda y vehículo grande sobre asfalto seco, no superen el límite de seguridad de 5 mA.

De acuerdo a la Resolución 77/98 de la Secretaría de Energía, se adopta un valor límite superior de campo de inducción magnética para líneas en condiciones de máxima carga definida por el límite térmico de los conductores de 250 mG, en el borde de la franja de servidumbre, fuera de ella y en el borde perimetral de las subestaciones, medido a 1 metro del nivel del suelo. Esto se basó en la experiencia de otros países, algunos de los cuales han dictado normas interinas de campos de inducción magnéticas, y a los valores típicos de las líneas en operación.

Por su parte, la Res. ENRE 236/96 establece como nivel de referencia de campo magnético en los límites de las instalaciones de transformación, un valor de 100 μ T (1 000 mG).

La regulación establece que el nivel máximo de campo de inducción magnética, en cualquier posición, deberá ser tal que las corrientes de contacto en régimen permanente, debido al contacto con objetos metálicos largos cercanos a las líneas, no deberán superar el límite de salvaguarda de 5 mA.

La evaluación de campos electromagnéticos requiere ser llevada a cabo por especialistas. Usualmente, para el EIA se desarrollan modelos matemáticos que predicen el impacto por campos electromagnéticos de las principales fuentes: fuera de planta, y respecto del impacto ambiental del proyecto, son las líneas de media/alta tensión. En ciertos proyectos, podrá requerirse de monitoreos periódicos durante la etapa de operación.

11.4 Gestión de los bosques nativos

Para los proyectos con biomasa sólida relacionados con la silvicultura, el marco normativo federal requiere considerar inicialmente las siguientes leyes (MAyDS, 2017):

- Ley de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental de los Bosques Nativos (26331).
- Ley de Parques Nacionales (22351), Decreto Nacional de Reservas Naturales (453/1994) y Decreto Nacional de Reservas Naturales Estrictas (2148/1990).
- Ley de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental en Materia de Incendios Forestales y Rurales (26815).

Se deberá evacuar la potencial relación entre el desarrollo del proyecto en cuestión y las normas citadas.

11.5 Seguridad de planta en la conversión de biomasa sólida

Los aspectos de seguridad indicados en esta Sección son aquellos con implicancias ambientales directas, y de ninguna manera conforman la totalidad de los aspectos de seguridad a considerar en el proyecto, lo cual escapa al alcance de este documento.

11.5.1 Riesgo de incendio

La presencia de la biomasa sólida en cantidades importantes acumulada en los depósitos de la planta indica un potencial foco de incendio.

Se requerirá la correspondiente evaluación de carga de fuego, y tomar todas las medidas precautorias que la normativa indica para la prevención de incendios. Para la mayoría de las plantas de conversión de biomasa sólida, esto requiere la instalación de sistemas contra incendio activos.

Aunque fuera de la planta, el proceso de cosecha y acondicionamiento de biomasa sólida en campo/bosque presenta riesgos de incendio, por ejemplo, cuando se utilizan motosierras manuales a nafta. En la actividad son bien conocidas las medidas precautorias para evitar incendios, las cuales se mantienen en este tipo de proyectos.

11.6 Seguridad de planta en la conversión de biogás

Explosión por gases inflamables (biogás), desarrollo del fuego, intoxicación por H_2S , corrosión por componentes gaseosos agresivos como el NH_3 o el H_2S , peligro del agua por componentes líquidos, y contaminación del aire por emisiones gaseosas son algunos efectos peligrosos para considerar en las plantas de biogás.

Detectando y evaluando estos peligros, en el marco de una evaluación de riesgos y fijando las medidas de seguridad respectivas, se tiene controlado un aspecto esencial para el funcionamiento seguro de estas plantas. Esto no solo se refiere al funcionamiento normal (incluido el arranque y el apagado), sino también a las medidas de mantenimiento y reparación, y a la selección de materiales con respecto a su estabilidad mecánica, química y térmica. Básicamente, se debe prestar atención al hecho de que la calidad y el funcionamiento de las plantas corresponderán al estado de la técnica y se evitará la emisión de gases peligrosos.

Los aspectos de seguridad mencionados a continuación son aquellos con implicancias ambientales directas, y de ninguna manera conforman la totalidad de los aspectos de seguridad que se deben considerar en el proyecto, lo cual escapa al alcance de este documento.

11.6.1 Explosividad del biogás

El biogás presenta propiedades peligrosas que deben tenerse absolutamente en cuenta para ga-

rantizar el funcionamiento seguro de las plantas de biogás (Gráfico 25).

El contenido de CH_4 lo convierte en un gas altamente inflamable que, mezclado con el aire, puede formar una atmósfera explosiva. El rango de explosión del CH_4 en el aire está entre 4,4 y 17,0% en volumen.

Como el biogás es principalmente una mezcla de CH_4 y CO_2 , el rango de explosión del biogás varía según su composición. Es por eso por lo que deben cumplirse los requisitos relacionados con la legislación de protección contra explosiones (como, por ejemplo, la indicación de zonas de protección contra explosiones en la planta, el uso de equipos aprobados para la zona, la elaboración de un documento de protección contra explosiones).

Asimismo, en la etapa de diseño, se debe analizar en qué unidades de una planta se espera una atmósfera explosiva, qué efectos tienen fallas potenciales y qué medidas de protección son adecuadas.

Gráfico 25. Diagrama triángulo de fuego para biogás



Fuente: EBP (2017).

Como medidas de control, se dispone de múltiples dispositivos de seguridad. Por ejemplo, el monitoreo automatizado del nivel del fermentador y las presiones, para evaluar la posibilidad de pérdidas.

La evaluación inicial del riesgo de potencial explosión (de acuerdo a la seguridad industrial) será central para determinar las distancias de seguridad al exterior y localizar la planta suficientemente lejos de receptores críticos.

El biogás se clasificará como preparación altamente inflamable.

11.6.2 Presencia de sulfuro de hidrógeno

Si se utilizarán residuos biológicos o subproductos animales (por ejemplo, residuos de proteínas de mataderos, estiércol líquido, estiércol sólido, torta de colza, residuos de la producción de levadura o sustratos estabilizados con hidrógeno sulfito de sodio), es de esperar que se forme H_2S . Esto es de especial importancia durante la digestión y al almacenar materia prima o residuos de fermentación.

Por reacciones químicas respectivas (por ejemplo, reacciones ácido-base), se formará H_2S en cantidades peligrosas si se agregan componentes ácidos. Es por eso por lo que conocer el tipo y la composición de las materias primas y su pH es importante para que el operador de las plantas de biogás evalúe los peligros potenciales y corrija las medidas de protección respectivas.

El H_2S es un gas inflamable y extremadamente venenoso. El límite inferior de explosión es de alrededor de 4,3% por volumen, y el límite superior

es de 45,5% por volumen de H_2S en el aire. Sin embargo, se debe prestar especial atención a la propiedad venenosa de este gas. A concentraciones extremadamente bajas ($< 0,01$ ppm), el H_2S produce un olor típico a huevo podrido. Por sobre algunas decenas de ppm, el sentido del olfato está anestesiado y, por lo tanto, las concentraciones más peligrosas ya no se olerán. Las concentraciones menores a 100 ppm pueden provocar síntomas peligrosos de intoxicación cuando se inhalan durante suficiente tiempo. A unas 500 ppm, puede ser letal después de 30 minutos, y en concentraciones superiores a 1 000 ppm, puede producir efectos letales después de solo unos segundos.

A efectos de comparación, debe mencionarse aquí que la concentración máxima en el lugar de trabajo no debe exceder de 10 ppm³⁵.

El biogás se clasificará como "preparación venenosa" en función de su contenido de H_2S (Gráfico 26).

Aunque el CO_2 y el H_2S son más pesados que el aire, dependiendo de su composición, el biogás puede mostrar un comportamiento de gas ligero, gas pesado o de un gas con densidad neutra.

³⁵ Nivel de referencia de la normativa de Higiene y Seguridad federal.

Gráfico 26. Extracto de la ficha internacional de seguridad química para sulfuro de hidrógeno



Fuente: OIT (2018).

12. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

- 
-
- 12.1 Sugerencia de escalado de plantas
 - 12.2 Sugerencia de escalado de zonas de impacto
 - 12.3 Alcance del informe técnico ambiental
 - 12.4 Etapas del proyecto
 - 12.5 Emisiones gaseosas
 - 12.6 Aguas
 - 12.7 Suelos
 - 12.8 Residuos
 - 12.9 Aspectos sociales, económicos y culturales
 - 12.10 Gestión ambiental
 - 12.11 Normas de desempeño de la CFI sobre sostenibilidad ambiental y social

La implementación del proceso de evaluación de impacto ambiental es necesaria para el otorgamiento de la licencia ambiental para aquellos proyectos con potencial impacto negativo.

La elaboración del EIA se deberá realizar dentro del marco normativo vigente, según se presentó en el Capítulo 2. El alcance completo de este será definido por el equipo profesional a cargo en el contexto del proyecto de bioenergía en particular.

En este Capítulo, primeramente, se definen parámetros generales para escalar el proyecto. Estas escalas se usan, luego, para sugerir alcances del EIA y de los indicadores principales de desempeño del proyecto en relación con los aspectos específicos que fueron presentados en los capítulos previos: emisiones gaseosas y calidad del aire, de las aguas, de los suelos y de los residuos.

Siguiendo la línea del resto del documento, lo presentado está orientado hacia el análisis con el alcance de EIA, el cual, de requerirse un alcance menor, se podrá reducir en consecuencia.

Lo elaborado en este Capítulo está sustentado en la información relevada y presentada en los capítulos previos, y en el desarrollo profesional de los especialistas intervinientes.

Al final se presentan algunas consideraciones sobre la gestión ambiental del proyecto, incluyendo aspectos socioeconómicos y culturales.

12.1 Sugerencia de escalado de plantas

A raíz del relevamiento de la experiencia internacional realizado y considerando los proyectos en operación en nuestro país, se propone un escalado de las plantas de bioenergía en función de la capacidad instalada.

El objeto es utilizar las escalas propuestas, junto con otros parámetros ambientales, para determinar el rango del impacto ambiental que la instalación podría generar, y definir medidas de análisis, monitoreo y mitigación acordes a tales escalas.

A lo largo de este trabajo se presentaron diversas referencias internacionales, entre ellas ciertas normativas vigentes o propuestas, en las que también se aplica el criterio de escalado en función de la potencia instalada.

Sin embargo, se adelanta que se observó que el desarrollo de la energía mediante el uso de la biomasa en naciones de Europa y Norteamérica ha estado apoyado por políticas específicas, incluyendo muchas veces beneficios especiales como: subsidios, reducciones impositivas, y otros mecanismos de promoción económicos. La desagregación de los proyectos según su envergadura (típicamente la capacidad instalada en MW) y las implicancias en los alcances ambientales definidos en otros países con mayor desarrollo de la biomasa pueden estar ligadas al conjunto de los incentivos citados. En la Argentina, la existencia de situaciones similares futuras requerirá, seguramente, que el escalado por la envergadura de los proyectos y los niveles de referencia asociados, que son sugeridos en este documento, deban ser adaptados para la realidad nacional.

En el Cuadro 56 y en el Cuadro 57, se presentan las escalas sugeridas para los dos grupos de proyectos estudiados en este caso (biomasa sólida y biogás).

Las escalas para biomasa sólida son similares a las de EE. UU. y Canadá, y algo más amplias que las de Alemania y la propuesta para todo Europa, en función del incipiente desarrollo local.

En el caso de biogás, los rangos son mucho menores, dado que una instalación industrial de, por ejemplo, 0,5 MW es similar en equipamiento a una de 1 a 2 MW, siendo estas últimas los únicos proyectos en operación actualmente en la Argentina.

12.2 Sugerencia de escalado de zonas de impacto

Debido a la gran disparidad de tipos de terreno, topografías, climas, densidad de población y coberturas vegetales de las zonas de la Argentina, donde existe potencial para el desarrollo de la bioenergía, para escalar los proyectos por su localización se consideró un solo parámetro, denominado aquí la "zona de impacto".

Esta categorización está orientada a los proyectos más grandes, y no resulta de tanta utilidad para los más pequeños, para los cuales se esperan impactos concentrados en el entorno inmediato de la planta.

Cuadro 56. Escalas sugeridas para planta de conversión de biomasa sólida

Potencia P(MW)		
Pequeño	Mediano	Grande
$P < 3$	$3 \leq P < 10$	$P \geq 10$

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 57. Escalas sugeridas para planta de conversión de biogás

Potencia P (MW)		
Pequeño	Mediano	Grande
$P < 0,25$	$0,25 \leq P < 1$	$P \geq 1$

Fuente: Elaborado por el autor.

La zona de impacto está formada por: el área anular (con centro en el núcleo de la planta), el radio menor, es decir, la "distancia crítica", y un radio exterior. Se define aquí como distancia crítica a la que separa el núcleo de la planta de bioenergía de los receptores críticos o sensibles más próximos. En tanto, el radio exterior de una zona de impacto es la distancia crítica de la zona de impacto siguiente, alejándose de la planta.

El núcleo de la planta de bioenergía que se debe considerar es el punto de localización de la chimenea del equipo de combustión. Si la planta cuenta con varios equipos, podrá ser el centro de potencia, contemplando vectorialmente la localización en planta y la potencia de cada unidad, por ejemplo. También se pueden considerar en el análisis el centro de almacenamiento de combustible para proyectos de biomasa sólida, o el digester/gasómetro para proyectos de biogás, si con estas instalaciones resulta una zona de impacto más restrictiva³⁶.

³⁶ Por ejemplo, que incluye más receptores sensibles o da lugar a aplicación de medidas ambientales más exigentes.

Los receptores sensibles son, en general, los habitantes permanentes de la zona, ya sean casas aisladas o conjuntos habitacionales, y las instituciones como hospitales, escuelas, etc., que pudiera haber. En cada caso particular, en el EIA se deberá adaptar este criterio según las necesidades, la presencia de otros receptores sensibles y el espíritu de la caracterización por distancias críticas.

Para proyectos de biomasa seca se realizó la categorización por tres zonas de impacto, considerando principalmente las emisiones gaseosas de material particulado y gases de combustión (Cuadro 58). El disco central, contenido entre el núcleo de la planta y la primera distancia crítica, es una zona con potencial influencia directa del proyecto, por las emisiones, los ruidos y el riesgo de incendio por proximidad, entre otros aspectos. Es recomendable que en esta zona central no se encuentren receptores críticos.

Para proyectos de biogás se consideran principalmente las emisiones de gases de combustión y los olores (Cuadro 59). La zona de impacto directa contempla, también, el riesgo de explosión y sus consecuencias por proximidad.

En esta primera versión, ambas zonificaciones coinciden. La zona de impacto directo es el círculo con radio de 500 m desde el núcleo de planta. La zona de impacto I es la que contiene los receptores críticos en la zona entre 0,5 y 2 km del núcleo de planta. La zona II es la que los contiene entre 2 y 5 km del núcleo, y la zona III es la que supera los 5 km.

Estas definiciones de distancias críticas tienen componente subjetiva, y podrían requerir adaptaciones según la problemática particular del proyecto, por lo que se sugieren como parámetros de indicación de localización del proyecto genérico. En este sentido, están pensadas para dar marco al alcance de la evaluación técnica en el EIA.

La utilización de zonas de impacto presupone que no existirán cambios significativos en el mediano plazo, aunque la modificación en la distribución de los receptores sensibles en el entorno del proyecto podría alterar las asignaciones de zonas a lo largo de la vida útil del proyecto.

Cuadro 58. Escalas de zonificación para proyectos de biomasa sólida

Distancia crítica, d (km)			
d < 0,5	0,5 ≤ d < 2	2 ≤ d < 5	d ≥ 5
Directo	I	II	III
Zona de impacto			

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 59. Escalas de zonificación y zonas de impacto para proyectos de biogás

Distancia crítica, d (km)			
d < 0,5	0,5 ≤ d < 2	2 ≤ d < 5	d ≥ 5
Directo	I	II	III
Zona de impacto			

Fuente: Elaborado por el autor.

12.3 Alcance del informe técnico ambiental

La Ley General del Ambiente establece que la implementación del proceso de evaluación de impacto ambiental es un instrumento de gestión necesario para el otorgamiento de la licencia ambiental para aquellos proyectos con potencial impacto negativo.

Como ya se mencionó, su implementación en jurisdicción provincial corresponde a las autoridades de aplicación locales. Cada jurisdicción define sus propios mecanismos en el proceso administrativo, y la mayor parte de las provincias posee regulación específica en la materia, incluyendo el requisito de la audiencia pública no vinculante como paso previo a la aprobación ambiental de un proyecto.

A veces, de acuerdo con las características del emprendimiento y sus efectos esperables en el entorno natural, este trámite puede estar delegado a autoridades de nivel municipal.

Para el tipo de proyectos analizados aquí, especialmente los de escala de potencia mediana y grande, se estima que las licencias ambientales

sean otorgadas a nivel de jurisdicción provincial. En esta situación, según la jurisdicción, se espera que el informe técnico de respaldo para la presentación del proyecto sea alguno de los dos siguientes:

- El estudio de impacto ambiental (EIA), que, como se mencionó, constituye el procedimiento analítico para calificar y cuantificar todos los impactos ambientales, balancearlos y determinar la eventual factibilidad ambiental del proyecto.
- El Informe Ambiental de Proyecto (IAP)³⁷, que es un aval técnico para el caso de proyectos de menor escala o que, por su localización, carezcan de potencialidad para generar efectos negativos significativos sobre el ambiente.

En función de las escalas definidas, se sugiere el alcance para los informes técnicos de análisis de impactos ambientales de los proyectos de bioenergía aquí tratados que se presentan en el Cuadro 60 y en el Cuadro 61. Por supuesto, esta sugerencia no puede solapar la jurisdicción aplicable y los criterios que a nivel provincial se apliquen. La propuesta es una forma de indicar el grado de profundidad técnica que podría tener la presentación del proyecto, en relación con sus implicancias ambientales generales esperadas *a priori* en función de su escala de potencia y localización.

12.4 Etapas del proyecto

En lo que respecta al análisis de impactos, el EIA alcanza las tres etapas típicas del proyecto:

- Etapa de construcción.
- Etapa de operación.
- Etapa de cierre.

En los próximos apartados se hacen algunas consideraciones particulares de estos proyectos sobre cada etapa.

12.4.1 Etapa de construcción

La construcción de centrales de conversión energética con biomasa sólida o biogás es, en términos globales, semejante a la de las centrales térmicas

³⁷ Dependiendo de la jurisdicción, puede recibir otro nombre o modificar su alcance.

Cuadro 60. Alcance técnico del análisis de impactos ambientales para proyectos de biomasa sólida

Biomasa		Categoría por potencia		
		Pequeño	Mediano	Grande
Zona de impacto	III	DAP	IAP	EIA
	II	DAP	IAP	EIA
	I	DAP	IAP	EIA

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 61. Alcance técnico del análisis de impactos ambientales para proyectos de biogás

Biomasa		Categoría por potencia		
		Pequeño	Mediano	Grande
Zona de impacto	III	DAP	IAP	EIA
	II	DAP	IAP	EIA
	I	DAP	IAP	EIA

Fuente: Elaborado por el autor.

convencionales en lo que respecta a la combustión y generación de energía eléctrica, a lo que se suman aspectos de componentes similares a los de la industria química.

Entre los aspectos característicos de la actividad de bioenergía para considerar en la etapa de construcción, se pueden citar los siguientes:

- Sector de almacenamiento de biomasa (con parque de camiones):
 - Biomasa sólida: para proyectos de silaje de maíz o similar, puede requerir grandes superficies para preparar el silo, las cuales deberán estar impermeabilizadas. Para biomasa de residuos foresto-industriales, habitualmente es una estructura con techo, de dimensiones considerables por el gran volumen requerido.
 - Biogás: se necesita un sector de acopio de silaje/biomasa verde, y tanques para componentes como residuos agropecuarios.
- Unidad de combustión:
 - Biomasa sólida: caldera y turbogenerador.

- Biogás: motogenerador (combustión interna) o turbina.
- Unidades de limpieza de gases:
 - Biomasa sólida: especialmente control de emisiones de MP con las tecnologías habituales presentadas en el Capítulo 6 y, de corresponder, control de NO_x o SO₂.
 - Biogás: unidades de desulfuración y deshumidificación, unidad de abatimiento de siloxanos y, de corresponder, control de NO_x o CO.
- Sistema de enfriamiento:
 - Biomasa sólida: con agua a ciclo cerrado, con agua a ciclo abierto o con aire.
 - Biogás: en general no requiere.
- Sistema de tratamiento de agua de caldera:
 - Biomasa sólida: osmosis inversa, intercambio iónico o destilación.
 - Biogás: no requiere.
- Unidad de manejo de subproductos:
 - Biomasa sólida: depósito de cenizas secas y, de utilizar lavadores húmedos de gases de combustión, depósito de barros con cenizas volantes.
 - Biogás: tanques o lagunas de acopio de digestato.
- Sistemas de evacuación de energía:
 - Generación de energía eléctrica: subestación eléctrica y líneas de media/alta tensión.
 - Generación de energía térmica: intercambiadores de calor y *piping*.

12.4.2 Etapa de operación

Los principales impactos del proyecto tienen lugar durante la operación. En el Capítulo 3, se presentaron los aspectos generales y sus beneficios ambientales. En los Capítulos 4 y 5, se describieron los aspectos tecnológicos generales de los procesos de conversión de biomasa sólida y biogás en energía. Estos Capítulos contienen información de interés para el EIA.

Sin embargo, en lo que se refiere al análisis de los principales impactos durante la operación, estos se desprenden de lo presentado en los Capítulos 6 a 9. Por esto, en las siguientes secciones se sintetizan estos aspectos y se realizan algunas sugerencias para orientar al lector en la evaluación de los impactos centrales del proyecto bajo análisis.

12.4.3 Etapa de abandono

El horizonte de vida útil de este tipo de proyectos depende de su envergadura, pero para los grandes no baja de 10 a 20 años.

Luego, desde el inicio del proyecto hasta su eventual cierre, podrá haber mejoras tecnológicas, cambios de equipamiento y normativa que impliquen que las acciones a llevar a cabo pueden ser diferentes a las previstas desde la etapa temprana de desarrollo, en el EIA.

Por ello, en general, se acepta que los impactos en la etapa de cierre, que implicará realización de obras, se traten como los de la etapa de construcción.

Es recomendable incluir un monitoreo de cierre para verificar la no existencia de pasivos ambientales.

12.5 Emisiones gaseosas

12.5.1 Sugerencia para límites de emisiones gaseosas en proyectos de bioenergía

El proyecto deberá verificar los estándares de emisiones que aplican en la jurisdicción en cuestión. En el caso de proyectos con generación eléctrica, también deberán cumplimentar los límites que establezca la SE y el ENRE.

Según se planteó en este trabajo, existe un cierto vacío en los límites de emisiones gaseosas para el caso de biomasa, por lo cual se sugieren a continuación algunos parámetros a modo orientativo. Para ello, se tuvo en cuenta la recopilación de normativa internacional realizada, las escalas de los proyectos y que el desarrollo de estos es incipiente en nuestro país (cuadros 62, 63, 64 y 65).

El O₂ de referencia será 6% para calderas de biomasa sólida. En cambio, para biogás, el O₂ de referencia será 15% en el caso de turbinas y motores, y 3% para grupos turbo-vapor.

Para el caso de MPT, se sugiere realizar una verificación inicial en el caso de proyectos medianos, y bianual en el caso de proyectos grandes.

En tanto para CO en plantas grandes, se sugiere realizar la medición de emisiones y verificar el impacto en calidad de aire del mismo modo que con el resto de los contaminantes de interés del proyecto (modelado matemático y medición).

Cuadro 62. Límites de emisión orientativos para calderas con biomasa sólida

Categoría	Pequeño	Mediano	Grande
MPT (mg/Nm ³)	150	75	50
NO _x (mg/Nm ³ @ 6% O ₂)	650	450	300
CO (mg/Nm ³ @ 6% O ₂)	600	500	400
SO ₂ (mg/Nm ³ @ 6% O ₂)	200	200	200

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 63. Límites de emisión orientativos para motores a biogás

Categoría	Pequeño	Mediano	Grande
MPT (mg/Nm ³)	-	-	-
NO _x (mg/Nm ³ @ 15% O ₂)	-	200	200
CO (mg/Nm ³ @ 15% O ₂)	-	-	-
SO ₂ (mg/Nm ³ @ 15% O ₂)	-	*	**

* Contenido de azufre en biogás no superior a 1%.

** Contenido de azufre en biogás no superior a 1%, verificación por medición en chimenea con referencia 60 mg/Nm³ @ 15% O₂.

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 64. Límites de emisión orientativos para turbinas a biogás

Categoría	Pequeño	Mediano	Grande
MPT (mg/Nm ³)	-	-	-
NO _x (mg/Nm ³ @ 15% O ₂)	-	200	200
CO (mg/Nm ³ @ 15% O ₂)	-	-	-
SO ₂ (mg/Nm ³ @ 15% O ₂)	-	*	**

* Contenido de azufre en biogás no superior a 1%.

** Contenido de azufre en biogás no superior a 1%, verificación por medición en chimenea con referencia 60 mg/Nm³ @ 15% O₂.

Fuente: Elaborado por el autor.

12.5.2 Monitoreo de línea de base

Uno de los principales impactos directos de los proyectos de bioenergía es el relacionado con la potencial influencia sobre la calidad de aire del entorno, debido a sus emisiones gaseosas. Luego, en el EIA resulta prioritario evaluar la calidad de la cuenca atmosférica preexistente.

El estudio se realiza, en términos generales, combinando la recopilación de antecedentes de mediciones y mediante monitoreos específicos en el sitio. Los objetivos son:

- Determinar si la cuenca está degradada (si no se cumplen las normas de calidad del aire) o no degradada (se cumplen las normas de calidad del aire).
- Definir el nivel de contaminantes atmosféricos, para luego evaluar la capacidad de recepción de las nuevas fuentes debidas al proyecto.

Siempre que no existan circunstancias particulares como una degradación marcada preexistente de la calidad del aire local, en el Cuadro 66 se sugiere el alcance del estudio de la línea de base de calidad de aire para proyectos de biomasa sólida y en el Cuadro 67, para proyectos de biogás.

Los parámetros mínimos para medir la calidad de aire para cada tipo de proyectos que se sugieren son:

- Biomasa sólida: NO_x , CO , SO_2 , PM_{10} , $\text{PM}_{2.5}$, MPS (con fracción carbonosa si supera 1 mg/cm²/mes).
- Biogás: NO_x , CO , SO_2 , H_2S .

12.5.3 Determinación de las emisiones de combustión

En primer término, se espera que el EIA indique las medidas de control de emisiones que adoptará la tecnología que se empleará en la combustión.

Por esto, se deberán establecer los niveles de emisión esperados para los productos primarios y los secundarios.

12.5.3.1 Productos primarios

Al nivel del EIA, las emisiones del equipo de combustión principal de la instalación bajo estudio se pueden tomar de las garantías del fabricante, siem-

pre y cuando se trate de una tecnología probada, o que tales garantías tengan sustento técnico.

Se deberá analizar objetivamente el nivel de emisiones garantizado, en relación con los antecedentes disponibles para la misma tecnología, y, eventualmente, adaptarlo a las condiciones del "mundo real". Este análisis es tanto más dificultoso cuanto menor es la escala del proyecto, dado que las grandes instalaciones, como las de generación de energía eléctrica de decenas de MW, son más estables en su proceso y han sido extensamente monitoreadas.

Con las adaptaciones a la realidad nacional del caso, para determinar el grado de emisión de algunas fuentes se pueden utilizar:

- Los factores de emisión para contaminantes atmosféricos de la base AP-42 de la US EPA (US EPA, 1996).
- El inventario de emisión para contaminantes atmosféricos de la Agencia Europea del Ambiente (EEA, 2016).

El informe del grupo de expertos en calidad de aire del Reino Unido para la evaluación de las emisiones de la combustión de biomasa sólida presenta ejemplos cuantitativos para pequeñas unidades (Air Quality Expert Group, 2017).

12.5.3.2 Productos secundarios

Cuando el proyecto lo requiera (según tamaño y localización), se podrá analizar el tenor de emisiones gaseosas de estos elementos a partir de antecedentes científicos, considerando los niveles típicos como los presentados en el Capítulo 6 y otros específicos para la tecnología por utilizar.

Para esta evaluación es necesario contar con la caracterización elemental de la biomasa. No se presentan aquí los detalles, pero, por lo menos, deberá:

- Realizarse sobre muestras representativas de la biomasa que se utilizará en el proyecto, en cantidad suficiente para garantizar resultados estadísticamente confiables.
- Utilizar técnicas analíticas lo suficientemente precisas como para obtener resultados definitivos en los rangos necesarios.

Cuadro 65. Límites de emisión orientativos para calderas a biogás

Categoría	Pequeño	Mediano	Grande
MPT (mg/Nm ³)	-	-	-
NO _x (mg/Nm ³ @ 6% O ₂)	-	250	250
CO (mg/Nm ³ @ 6% O ₂)	-	-	-
SO ₂ (mg/Nm ³ @ 6% O ₂)	*	*	200

*Contenido de azufre en biogás no superior a 1%.

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 66. Alcance del estudio de línea de base de calidad de aire para proyectos de biomasa sólida

Biomasa		Categoría por potencia		
		Pequeño	Mediano	Grande
Zona de impacto	III	N/A	Estudio de antecedentes	Estudio de antecedentes y monitoreo
	II	N/A	Estudio de antecedentes	Estudio de antecedentes y monitoreo
	I	N/A	Estudio de antecedentes	Estudio de antecedentes y monitoreo

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 67. Alcance del estudio de línea de base de calidad de aire para proyectos de biogás

Biomasa		Categoría por potencia		
		Pequeño	Mediano	Grande
Zona de impacto	III	N/A	Estudio de antecedentes	Estudio de antecedentes
	II	N/A	Estudio de antecedentes	Estudio de antecedentes y monitoreo
	I	N/A	Estudio de antecedentes	Estudio de antecedentes y monitoreo

Fuente: Elaborado por el autor.

12.5.4 Evaluación del impacto esperado en la calidad del aire

Para esta evaluación será necesario aplicar técnicas de modelado matemático para analizar la proyección de las emisiones gaseosas en el entorno. El análisis será realizado por un profesional especialista.

El nivel del estudio, en cuanto a profundidad, dependerá de las particularidades del proyecto, aunque se sugiere lo indicado en los cuadros 68 y 69, en función de las escalas definidas. Se consideran tres opciones de modelado:

1. Modelo analítico: requiere mínimos datos y tiene mayor incertidumbre. Se aplican modelos analíticos para determinar la concentración máxima esperable debida a la emisión de cada contaminante.
2. Modelo de sondeo: requiere más datos, incluye meteorología estadística y produce resultados con distribución espacial para la concentración máxima esperable por la emisión de cada contaminante. Permite evaluar el efecto según las zonas de impacto.

3. Modelo de difusión: requiere gran cantidad de datos, especialmente meteorología horaria durante al menos un año, y produce resultados con distribución espacial detallada y temporal para la concentración promedio y máxima esperable debido a la emisión de cada contaminante. Permite evaluar el impacto según posiciones georreferenciadas.

En todos los casos, a las concentraciones resultantes del modelado se les adicionan las obtenidas del monitoreo de líneas de base. Los modelos más sofisticados pueden requerir hacer esto *a priori*.

Asimismo, como referencia para el modelado, se sugiere la aplicación de las siguientes metodologías:

1. Modelo analítico: Res. OPDS 242/97, Anexo I, modelo de Etapa I.
2. Modelo de sondeo: Res. ENRE 13/97, modelos de Etapa I o Res. OPDS 242/97, Anexo I, modelo de Etapa II.
3. Modelo de difusión: Res. ENRE 13/97, modelos de Etapa II o Res. OPDS 242/97, Anexo I, modelo de Etapa III.

Cuadro 68. Esquema orientativo para modelado de calidad del aire en proyectos de biomasa sólida

Biomasa		Categoría por potencia		
		Pequeño	Mediano	Grande
Zona de impacto	III	Analítico	Sondeo	Difusión
	II	Analítico	Sondeo	Difusión
	I	Analítico	Difusión	Difusión

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 69. Esquema orientativo para modelado de calidad del aire en proyectos de biogás

Biomasa		Categoría por potencia		
		Pequeño	Mediano	Grande
Zona de impacto	III	Analítico	Sondeo	Difusión
	II	Analítico	Sondeo	Difusión
	I	Analítico	Difusión	Difusión

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuando se aplican las metodologías del ENRE, o en el caso de la provincia de Buenos Aires, puede ser necesario abordar un modelado de mayor nivel si el aplicado no verifica las condiciones esperadas.

Cuando corresponda, se podrán aplicar modelos reconocidos y más adaptados a las condiciones y datos producidos en nuestro país (Tarela y Perone, 2005).

12.5.5 Olores

Las principales emisiones de olores provienen de la biomasa en descomposición. Para evitar y controlar estas emanaciones se recomienda mantener el lugar de almacenamiento seco, cubierto y tapado. Otra medida de control es el almacenamiento en bodegas con biofiltros.

Si es necesario trasladar algún tipo de biomasa que genera olores molestos, se debe realizar en contenedores cerrados para minimizar estas emanaciones.

Si las emanaciones de olores son demasiado intensas, existen alternativas de control, como inyectar ozono en el ducto de ventilación de la sala de almacenamiento, a la salida del digestor de biomasa si se trata de utilización de biogás o eventualmente en la sala de caldera.

Sin embargo, cabe indicar que la mejor medida de control de olores es respetar una distancia adecuada a los receptores sensibles, con el fin de evitar efectos sobre los vecinos.

En casos de proyectos grandes y receptores sensibles en la zona de impacto I o directa, se recomienda realizar estudios de línea de base de olores para determinar la calidad odorífera preexistente, y ayudar al análisis con los posteriores monitoreos durante la operación.

12.5.6 Determinación de GEI para proyectos bioenergéticos

Para definir el balance de GEI del proyecto se pueden aplicar las metodologías MDL (UN, 2017). En tanto que para definir los factores de emisión de GEI se recomienda consultar la base de datos del IPCC³⁸.

³⁸ <https://ghgprotocol.org/Third-Party-Databases/IPCC-Emissions-Factor-Database>

Se puede citar como ejemplo de aplicación de esta metodología el proyecto con biomasa sólida de residuos foresto-industriales de la firma Pindó S.A., en Misiones (CDM-SSC-PDD 3793,2011), que es uno de los proyectos bioenergéticos en operación en la Argentina, según se presentó oportunamente.

En el caso de la generación de energía mediante residuos de biomasa sólida, el balance de emisiones de GEI contemplará, en principio, las siguientes emisiones:

- Emisiones debidas a la combustión de la biomasa.
- Emisiones evitadas como consecuencia del reemplazo de combustibles fósiles.
- Emisiones evitadas de metano como consecuencia del decaimiento anaeróbico de la biomasa primaria en origen.
- Emisiones debidas a la combustión de otros combustibles utilizados en planta (para tractores, chipeadoras y secadoras diésel, etc.).
- Emisiones por el transporte de los residuos primarios de biomasa desde origen a planta.
- Emisiones debidas al transporte de las cenizas de combustión hasta destino final.

En el caso de la generación de energía mediante biogás, el balance de emisiones de GEI contemplará, en principio, las siguientes emisiones:

- Emisiones por la combustión del biogás.
- Emisiones evitadas como consecuencia del reemplazo de combustibles fósiles.
- Emisiones debidas al venteo/combustión en antorcha del biogás.
- Emisiones debidas a la combustión de otros combustibles utilizados en planta (para tractores, palas, etc.).
- Emisiones por el transporte de biomasa primaria (verde para silaje, residuos agropecuarios) desde origen a planta.
- Emisiones evitadas de metano como consecuencia del decaimiento anaeróbico de la biomasa primaria en origen (residuos de cosecha de biomasa verde en campo, residuos agropecuarios en lagunas anaeróbicas).

- Balance por reemplazo de fertilizante industrial sintetizado con fertilizante orgánico (digestato). Incluye emisiones por el consumo energético para producir fertilizante industrial, emisiones del transporte para ambos fertilizantes, emisiones por la aplicación en campo, etcétera.

Alternativamente, se cita la “Metodología para calcular el comportamiento en cuanto a los gases de efecto invernadero de la biomasa sólida y gaseosa en los sectores de la electricidad, la calefacción y la refrigeración”, extraído del Anexo I del Informe de la Comisión Europea relativo a los requisitos de sostenibilidad para el uso de fuentes de biomasa sólida y gaseosa en los sectores de la electricidad, la calefacción y la refrigeración (Comisión Europea, 2010).

En el caso de utilizar esta metodología, se deberá analizar el criterio que se aplicará en algunos parámetros para adaptarla a la realidad nacional, como por ejemplo el de cambios indirectos en el uso del suelo (ILUC, por su sigla en inglés *indirect land use change*).

Específicamente para los proyectos de biomasa sólida y biogás estudiados aquí, se puede consultar la metodología preparada por la Comisión Europea para los países miembros en 2015 (EC, 2015).

12.5.7 Monitoreo de emisiones gaseosas durante la operación

En el EIA se deben establecer las condiciones que aseguren que las chimeneas del proyecto estén equipadas para permitir la toma de muestras durante el período de operaciones, según los estándares técnicos vigentes. Para el cumplimiento de estos aspectos se recomienda utilizar las Normas de la US EPA o IRAM equivalente³⁹, a las que adhiera el ENRE según la normativa presentada en el Capítulo 6 (por ejemplo, ver Anexo a la Res. ENRE 13/2012).

El alcance del monitoreo de emisiones gaseosas durante la operación sugerido en el EIA debe considerar los parámetros que se medirán en función de los límites de emisión de referencia del pro-

yecto, ya sean los de la normativa específica o los que se sugieren en esta Sección.

Cuando el proyecto sea de generación eléctrica y esté conectado al SIN, se deberá considerar la normativa de la SE y ENRE en la determinación de los parámetros por medir, frecuencia de monitoreo y técnicas de medición (ver Capítulo 6).

Cuando el proyecto no esté conectado al SIN, se sugiere esquema de monitoreo de emisiones gaseosas que se presenta en el Cuadro 70.

Los parámetros por medir son los asociados al proyecto, en función de los límites de emisión regulados o sugeridos.

12.5.8 Monitoreo de calidad del aire durante la operación

El control de la calidad del aire del entorno del proyecto durante la faz operativa debe considerar el tipo de proyecto, el estado de la cuenca atmosférica y la presencia de receptores críticos.

Los parámetros mínimos por medir en cuanto a la calidad del aire, para cada tipo de proyecto, que se sugieren plantear en el programa de monitoreo del EIA para la etapa de operación son:

- Biomasa sólida: NO_x, CO, SO₂, PM₁₀, PM_{2.5}, MPS (con fracción carbonosa si supera 1 mg/cm²/mes).
- Biogás: NO_x, CO, SO₂, H₂S.

Siempre que la cuenca atmosférica local no se encuentre degradada con antelación, se sugiere el esquema de monitoreo de calidad de aire que se presenta en el Cuadro 71. Este esquema trabaja en paralelo con el esquema de monitoreo previo de emisiones gaseosas. Donde se indica “modelado”, se utilizan los datos de las mediciones de emisiones para proyectarlos y determinar la influencia en la calidad de aire fuera de la planta. Siempre que el procedimiento indique que se cumplen los estándares de calidad de aire, no se requerirán mediciones específicas de la calidad del aire. Los modelos para aplicar siguen el esquema sugerido en el apartado 12.5.4 Evaluación del impacto esperado en la calidad del aire.

Por supuesto, todo lo aquí indicado puede ser reemplazado por las exigencias de la autoridad ambiental local.

³⁹ EPA-40 CFR, Pt. 60 App. A, Meth 1 - IRAM 29230.

Cuadro 70. Esquema de monitoreo de emisiones gaseosas orientativo. Proyectos no conectados al SIN

Biomasa y biogás		Categoría por potencia		
		Pequeño	Mediano	Grande
Zona de impacto	III	Sin mediciones	Sin mediciones	Anual
	II	Sin mediciones	Bianual*	Semestral
	I	Bianual*	Anual	Trimestral o superior

* Si la calidad del aire de la cuenca local es buena.

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 71. Esquema de evaluación de calidad de aire orientativo. Etapa de operación del proyecto

Biomasa y biogás		Categoría por potencia		
		Pequeño	Mediano	Grande
Zona de impacto	III	Sin mediciones	Modelado de la calidad del aire	Modelado de la calidad del aire
	II	Sin mediciones	Modelado de la calidad del aire	Semestral
	I	Modelado de la calidad del aire	Modelado de la calidad del aire	Trimestral o superior

* Si la calidad del aire de la cuenca local es buena.

Fuente: Elaborado por el autor.

12.5.9 Monitoreo de puesta en marcha

Cuando se trate de un proyecto con implicancias potencialmente considerables en lo referido a emisiones gaseosas y calidad del aire, el EIA debería proponer, dentro de su plan de puesta en marcha y verificación de estándares ambientales, la realización de una prueba de desempeño en emisiones (PDE).

El objeto de la PDE es la verificación temprana del cumplimiento de los niveles de emisión de contaminantes de la instalación. Debería incluir las siguientes corrientes, adaptando el listado según aplique a cada tipo de proyecto:

- Emisiones gaseosas por chimenea.
- Cenizas.
- Efluentes (sólidos, semisólidos, líquidos) del sistema de tratamiento de gases.
- Aguas de refrigeración/purga.

- Efluentes líquidos.
- Subproductos.

En el EIA, el proponente indicará un plazo desde la puesta en marcha del proyecto hasta la PDE, en el cual las instalaciones y el proceso se puedan poner a punto. Durante la puesta a punto, se presentará a la autoridad de aplicación ambiental el plan para la PDE, que consiste en un protocolo técnico, encargado a un especialista, en el que se establezcan todos los detalles del estudio por realizar:

- Corrientes para evaluar.
- Caracterización de combustibles y corrientes.
- Técnicas de muestreo y análisis.
- Cantidad y duración de los ensayos.
- Niveles de referencia, estándares y normativa para verificar.
- Esquema del informe técnico por presentar.

Se recomienda el siguiente procedimiento en función de la envergadura del proyecto:

- Los proyectos pequeños podrán omitir la PDE.
- Los proyectos medianos podrán omitir la PDE cuando no haya población estable en la zona de impacto directo ni en la zona de impacto I, y monitorear las emisiones a través de su plan de monitoreo regular.
- Los proyectos medianos en los cuales no exista una población estable dentro de las zonas de impacto directo o I deberán encargar la PDE a un tercero independiente, y realizar las mediciones a través de profesionales o laboratorios especializados. Los monitoreos podrán formar parte del plan de monitoreo regular, y realizarse dentro de un plazo de tiempo razonable. Únicamente se requerirán mediciones de emisión.
- En el caso de los proyectos grandes, o los medianos en los cuales exista una población estable dentro de las zonas de impacto directo o I, se procederá como en el caso anterior, pero incorporando las siguientes acciones:
 - Las mediciones se realizarán en simultáneo en todas las corrientes, dentro de un plazo de operación continua y estable de las instalaciones del orden de 24-72 horas.
 - Se incluirá el monitoreo del impacto ambiental en el entorno, mediante monitoreo de calidad del aire y de las aguas (este último medio cuando aplique).

Luego de la PDE, se realizarán las adecuaciones necesarias para los parámetros excedidos, si los hubiera, hasta tanto se pueda cumplimentar el objetivo de emisiones mediante otra PDE.

Una vez cumplida la PDE, se prosigue con el plan de monitoreo periódico según lo establecido por la normativa vigente y el permiso ambiental obtenido.

12.6 Aguas

12.6.1 Límites de vertido

En el EIA se deben identificar las corrientes líquidas que serán vertidas⁴⁰, en caudal y calidad. El

efluente finalmente obtenido deberá cumplir los requerimientos de la normativa local.

Cada provincia tiene definidos sus propios estándares de vuelco de efluentes líquidos contra los que habrá que contrastar los efluentes del proyecto. En caso de falta de definición en algún parámetro, se puede hacer referencia a alguna normativa del país⁴¹, o los niveles indicados en el Capítulo 7.

12.6.2 Monitoreo de línea de base

Como parte del desarrollo del EIA, será necesario evaluar la capacidad de recepción y dilución de los efluentes por parte del cuerpo receptor.

En algunos casos, se requerirá de monitoreos de calidad de las aguas, que se llevarán adelante como parte de las tareas de caracterización del sistema ambiental que recibirá al proyecto.

Esta posibilidad depende de diversos factores, como el requerimiento de agua del proyecto y su eventual interacción con las aguas superficiales y, especialmente, de la situación del cuerpo receptor.

Los parámetros por medir dependerán de la caracterización prevista de los efluentes del proyecto, y de las variables para controlar en el cuerpo receptor.

12.6.3 Captación de agua para procesos

En el caso de que la tecnología aplicada requiera grandes cantidades de agua para el sistema de refrigeración, es menester definir en el EIA la capacidad de obtención de agua a partir de la fuente. Dependiendo de la fuente, esto puede requerir:

- Estudios especializados hidráulicos para la toma de agua para aguas superficiales.
- Estudios especializados hidrogeológicos para aguas subterráneas.

Los sistemas de refrigeración abiertos sin recirculación pueden ser aceptables si son compatibles con la hidrología y la ecología de la fuente de agua y las aguas receptoras.

Los posibles impactos de las estructuras de abastecimiento de agua refrigerante situadas en el interior o cerca de ecosistemas con especies

⁴⁰ Con su eventual método de tratamiento en planta, previo al vuelco, cuando aplique.

⁴¹ Por ejemplo, la Res. AdA336/03 de la provincia de Buenos Aires indica límites para varios tipos de cuerpos receptores.

amenazadas, en peligro de extinción o protegidas, o donde existe una actividad pesquera, pueden ser motivo de especial preocupación.

Para los lagos o embalses, la corriente de entrada no debe alterar la estratificación térmica o el patrón de reposición de agua de abastecimiento.

Para los estuarios y desembocaduras de ríos, se debe minimizar la reducción de la corriente de entrada al 1% del volumen de la amplitud de marea (CFI, 2008).

En el caso de captación de agua subterránea, se debe garantizar la conservación de los recursos acuíferos, especialmente en las áreas con recursos limitados.

12.6.4 Evaluación del impacto esperado en la calidad de aguas

En el caso de que la tecnología aplicada requiera grandes cantidades de agua para el sistema de refrigeración, se deberán examinar los impactos de los vertidos térmicos ya en la etapa de EIA.

Esto se lleva a cabo con un modelo matemático e hidrodinámico de pluma, que puede ser un método relativamente eficaz para determinar las temperaturas máximas y los caudales del vertido térmico compatibles con los objetivos ambientales para el agua receptora. El alcance dependerá del problema en particular, existen desde metodologías analíticas hasta complejos modelos de simulación computacionales para alcanzar el objetivo. Además, los vertidos de los efluentes líquidos de la planta impactarán sobre la calidad de las aguas receptoras.

Por lo tanto, se requerirá predecir este impacto mediante el uso de modelos matemáticos, especialmente cuando el cuerpo receptor tenga baja capacidad de dilución, en relación con el caudal efluente aportado (ríos y arroyos con calidad de agua afectada previamente o de baja capacidad de dilución, lagos y lagunas en todos los casos). Nuevamente, el alcance de esta evaluación dependerá del problema en particular, disponiéndose desde metodologías simples hasta modelos de simulación elaborados.

12.6.5 Monitoreo durante la operación

En función de lo presentado en el Capítulo 7, durante la etapa de operaciones del proyecto, será ne-

cesario establecer un plan de monitoreo del agua, que abarcará en general estos componentes:

- Agua de captación: calidad del agua para proceso, ya sea de origen superficial o subterránea.
- Efluentes líquidos: vertidos acuosos que son erogados por la planta en forma directa⁴², requiere la aplicación de la normativa local vigente, que establece los límites de vuelco admisibles.
- Aguas subterráneas: control del acuífero freático para garantizar que las actividades de planta no lo afectan.
- Aguas superficiales: si corresponde, se analizará la evolución de la calidad de las aguas receptoras de efluentes.

En este caso no se realiza una recomendación del alcance en función de la escala y localización del proyecto, ya que estos aspectos estarán más relacionados con la tecnología utilizada en la planta y la situación de los recursos hídricos del lugar.

12.7 Suelos

En el EIA se deberán analizar los aspectos vinculados a la calidad de los suelos que fueron expuestos en el Capítulo 8, y que se sintetizan a continuación.

Proyectos de biomasa sólida:

- Modificación en la humedad del suelo y en el crecimiento de biomasa forestal al retirar los restos de poda para ser utilizados como biomasa sólida.
- Impacto de la aplicación de cenizas en silvicultura.
- Disminución del volumen requerido en los rellenos al reducir la biomasa verde a cenizas.

Proyectos de biogás:

- Recuperación de suelos por captación de residuos agropecuarios en origen.
- Eliminación de lagunas estercoleras.
- Impacto del uso final del digestato como fertilizante.

⁴² Excluye residuos peligrosos líquidos.

12.8 Residuos

12.8.1 Residuos sólidos

En el caso de la quema de biomasa sólida se generan cenizas y escorias, además, se obtiene polvo recolectado a través de los ciclones u otro tipo de tecnología de control.

En tanto, en el caso del biogás, se genera un lodo estabilizado que debe ser manejado de manera adecuada, el cual podría ser utilizado como abono en la agricultura. Esto ya se analizó previamente.

Es importante establecer de manera clara la disposición final de estos residuos.

12.8.2 Cenizas

En el caso de que la combustión se realice adecuadamente y se alcancen las temperaturas previstas en el hogar, las cenizas estarán compuestas por restos inorgánicos.

Estos restos inorgánicos deben ser retirados y gestionados adecuadamente en función de su composición química, de acuerdo a la legislación vigente. Podrán tener como destino:

- Fertilización forestal.
- Uso como árido para materiales de construcción.
- Enterramiento en rellenos sanitarios.

Si las cenizas van a disponerse en algún tipo de suelo, será necesario realizar un análisis previo, y justificar la calidad de estas. Es decir, para una adecuada, eficiente y segura aplicación de las cenizas en suelos o caminos forestales, es necesario conocer las concentraciones de contaminantes potencialmente peligrosos que puedan más tarde lixiviar y contaminar suelos y aguas subterráneas. También se debe evaluar la capacidad efectiva para neutralizar la acidez de los suelos y las concentraciones de nutrientes benéficos (en especial fósforo como P_2O_5 y potasio como K_2O).

Asimismo, para asegurar un manejo controlado de las cenizas generadas por el proyecto en evaluación, se deberá establecer uno adecuado y programado durante las etapas de manipulación y almacenamiento en el predio, transporte y disposición final, de modo de minimizar los efectos al medioambiente.

El Cuadro 72 presenta los efectos que se deben considerar en proyectos de biomasa sólida en rela-

ción con las cenizas, y una calificación de impactos (Elbersen, 2015).

12.8.3 Residuos peligrosos

Bajo el supuesto (a verificar en operación) de que las cenizas de proyectos de biomasa sólida no se caracterizan como peligrosas, los proyectos de conversión de bioenergía no se caracterizan por producir residuos de este tipo. Los generados son los habituales en instalaciones con maquinaria y equipos de las industrias energéticas, y deberán ser gestionados de acuerdo con la normativa local específica.

12.9 Aspectos sociales, económicos y culturales

En el Capítulo 10 se presentaron los efectos socioeconómicos principales del desarrollo de la bioenergía. A la hora de evaluar sus impactos en el EIA, se los deberá especializar para el proyecto en cuestión.

Asimismo, se deberá evaluar la interacción que este tipo de proyectos podría tener con las comunidades rurales y los pueblos indígenas.

12.10 Gestión ambiental

Los proyectos bioenergéticos con generación eléctrica como agentes del MEM requieren contar con un sistema de gestión ambiental (SGA) certificado, que tenga base documental, cuyo manual incluya, como mínimo, la estructura organizativa, las actividades de planificación, las responsabilidades, las prácticas, los procedimientos, los procesos y los recursos para desarrollar, implementar, revisar y mantener la política ambiental de esos agentes, bajo los lineamientos de la Res. ENRE 555/01⁴³.

Los contenidos mínimos deben incluir los programas:

- de manejo de residuos sólidos y semisólidos, efluentes líquidos y emisiones a la atmósfera;

⁴³ Complementada por Res. ENRE 274/15, para los peticionantes del certificado de conveniencia y necesidad pública previstos por el Artículo 11 de la Ley 24065 para la construcción y operación de instalaciones de transporte o distribución de electricidad, que deberán elaborar y presentar los estudios de impacto ambiental que estipulen las autoridades provinciales o nacionales competentes.

Cuadro 72. Efectos para considerar en relación con la calidad de la biomasa y la generación de cenizas en su combustión

Parámetro	Signo	Efectos para evaluar
Cenizas	-	Emisiones de material particulado
	-	Costos de remoción, transporte
	-	Costos de disposición
	+	Estabilización de suelos
N	-	Emisiones de NO _x
	-	Pérdida de nutrientes
S	-	Emisiones de SO _x
	-	Corrosión
Cl	-	Formación de HCl, corrosión
	-	Potencial precursor de dioxinas y furanos
Ca	+	Reciclado como fertilizante
	+	Incremento de temperatura de fusión de cenizas
Mg	+	Incremento de temperatura de fusión de cenizas
K	-	Reducción de temperatura de fusión de cenizas
	-	Formación de aerosoles
	-	Aumento de emisiones de MP fino
	+	Reciclado como fertilizante
Na	-	Reducción de temperatura de fusión de cenizas
	-	Formación de aerosoles
	-	Aumento de emisiones de MP fino

Fuente: Adaptado de Elbersen (2015)

- de prevención de emergencias ambientales;
- de monitoreo y registro de parámetros ambientales y de emisiones y vertidos de distinta naturaleza.

En el marco del EIA, se deberá desarrollar un plan de gestión ambiental (PGA), orientado a la implementación de las acciones que permitan mitigar y corregir los posibles impactos y efectos ambientales negativos ocasionados por el proyecto en sus distintas fases (construcción, operación y abandono), y potenciar y sostener en el tiempo de vida útil del proyecto los impactos positivos.

El PGA aplica para los proyectos en general, independientemente de las necesidades normativas del SGA indicado en la sección anterior. Su contenido escapa los alcances de la presente Guía. No obstante, se destaca que se deberán considerar particular-

mente e incluir en detalle los aspectos ambientales relevantes para proyectos de bioenergía que fueron presentados a través de este documento.

Los proyectos de menor envergadura, que producen impactos ambientales reducidos en función de sus características y localización, podrían ser gestionados ambientalmente mediante un conjunto pequeño, pero efectivo de medidas, sin la necesidad de desarrollar un PGA. En estos casos alcanzaría con el desarrollo de un manual de buenas prácticas ambientales (BPA) que incluya en forma sintética los lineamientos ambientales básicos referidos a la gestión de:

- Biomasa primaria en campo y su transporte.
- Almacenamiento y manipulación en planta.
- Control de emisiones gaseosas.
- Cenizas/digestatos/efluentes líquidos.

Cualquiera sea la alternativa, se sobreentiende que se deben cumplimentar los mínimos requeridos por la normativa ambiental aplicable en cada sitio.

En los cuadros 73 y 74, se sugiere la asignación para el alcance de la gestión ambiental del proyecto. En el caso del SGA, aplica para proyectos de energía eléctrica conectados al SIN.

12.11 Normas de desempeño de la CFI sobre sustentabilidad ambiental y social

Además de constituir un requisito para la habilitación gubernamental de los proyectos conforme a la Ley General del Ambiente 25675, el cumplimiento de las mejores prácticas en materia ambiental y social es condición para la obtención de financiamiento a nivel internacional.

De tal modo, la Corporación Financiera Internacional (CFI) del Banco Mundial ha elaborado unas normas de desempeño destinadas a los titulares de proyectos, a fin de ofrecerles orientación para identificar riesgos e impactos con el objeto de ayudar a prevenirlos, mitigarlos y manejarlos, para que la ejecución de los proyectos observe criterios de sustentabilidad.

Para otorgar financiamiento, la CFI exige que sus clientes apliquen en forma efectiva las normas de desempeño en cuanto al manejo de los riesgos e impactos ambientales y sociales.

Las normas de desempeño definidas por la CFI son las siguientes:

1. Evaluación y gestión de los riesgos e impactos ambientales y sociales.
2. Trabajo y condiciones laborales.
3. Eficiencia del uso de los recursos y prevención de la contaminación.
4. Salud y seguridad de la comunidad.
5. Adquisición de tierras y reasentamiento involuntario.
6. Conservación de la biodiversidad y gestión sostenible de los recursos naturales vivos.
7. Pueblos indígenas.
8. Patrimonio cultural.

En el caso de los proyectos bioenergéticos que opten por este tipo de financiamiento, como algu-

nos presentados al programa RenovAr, deberán tener en cuenta estos niveles de exigencia impuestos internacionalmente.

En particular, la norma de desempeño N.º 1, Evaluación y gestión de los riesgos e impactos ambientales y sociales, resulta relevante para los objetivos de este documento, ya que establece la importancia de:

1. una evaluación integrada para identificar los impactos, riesgos y oportunidades ambientales y sociales de los proyectos;
2. una participación comunitaria efectiva, basada en la divulgación de la información del proyecto y la consulta con las comunidades locales en los temas que las afectan directamente;

Cuadro 73. Alcance sugerido para la gestión ambiental de proyectos de biomasa sólida

Biomasa*		Categoría por potencia		
		Pequeño	Mediano	Grande
Zona de impacto	III	BPA	BPA	PGA
	II	BPA	PGA	SGA
	I	BPA	PGA	SGA

* Para proyectos conectados al SIN aplica la Res. ENRE 555/01 (SGA).

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 74. Alcance sugerido para la gestión ambiental de proyectos de biogás

Biogás*		Categoría por potencia		
		Pequeño	Mediano	Grande
Zona de impacto	III	BPA	BPA	PGA
	II	BPA	PGA	SGA
	I	BPA	PGA	SGA

* Para proyectos conectados al SIN aplica la Res. ENRE 555/01 (SGA).

Fuente: Elaborado por el autor.

3. el manejo por parte del cliente del desempeño ambiental y social durante todo el transcurso del proyecto.

Se indica específicamente que cuando las normas del país de ubicación del proyecto difieran de los niveles y medidas incluidos en estas directrices, se espera que los proyectos cumplan con la más exigente de ambas opciones.

A su vez, esta norma de desempeño utiliza las guías sobre medio ambiente, salud y seguridad del CFI del Banco Mundial, que son documentos técnicos de referencia con ejemplos generales y específicos de buenas prácticas sectoriales internacionales. Las guías contienen los niveles y medidas de desempeño que son normalmente aceptables por el CFI y que se consideran alcanzables en nuevos proyectos a costos razonables con tecnologías existentes.

Cabe destacar la importancia que se le da en estas guías del CFI a los aspectos sociales y de participación ciudadana.

La Guía del CFI propone que la ficha de evaluación de cada proyecto contenga como mínimo:

1. Información general de caracterización del proyecto y su entorno.
2. Información general de los impactos ambientales y sociales significativos asociados a las acciones del proyecto y sus medidas de mitigación identificados en el EIA.
3. Lista de chequeo (o verificación) de riesgos asociados a cada tipo de proyecto, para lo cual se adoptaron los siguientes criterios de clasificación:
 - Impactos adversos irreversibles: cuando se requieren más de diez años para revertir un efecto, y se considera a la reversibilidad como la posibilidad que tiene el factor afectado de regresar al estado inicial por medios naturales, una vez que la acción deja de actuar sobre el factor o sobre el medio.
 - Impactos sin precedentes: cuando, a raíz del desconocimiento o falta de experiencia sobre la tecnología o acciones del proyecto, se genera un grado de incertidumbre alto

respecto a los riesgos ambientales reales o potenciales que conlleva dicha tecnología/acción.

- Impactos de naturaleza diversa: cuando ocurre una alteración en el ambiente a causa de la presencia de diversos agentes de forma simultánea, o cuando suceden diversas acciones que llegan a ser excedencias que se suman a las incidencias individuales.
- Afectaciones a poblaciones indígenas: entre las situaciones que se consideran como impactos negativos significativos sobre pueblos indígenas y que, por lo tanto, implican la "no elegibilidad", se encuentran las siguientes:
 - Disrupciones culturales significativas que afecten seriamente prácticas y modos de vida tradicionales, tales como el desplazamiento físico de estas poblaciones sin su consentimiento previo, libre e informado y sin que se beneficien de manera justa y equitativa del subproyecto.
 - Impactos sobre tierras comunitarias y recursos naturales de uso tradicional que afectan irreversiblemente los medios de subsistencia de las poblaciones indígenas.
 - Afectaciones severas o irreversibles sobre recursos y prácticas culturales de valor cultural o espiritual, entre otras cuestiones.
 - Afectaciones vinculadas a reasentamiento involuntario de comunidades o familias: entre las situaciones que se consideran como impactos significativos, se encuentran la relocalización o pérdida de hogar, las pérdidas significativas o los daños a activos o ingresos, o la pérdida de fuentes de trabajo o medios de subsistencia.



© FAO

13. CONCLUSIONES



La ausencia de una normativa ambiental para los proyectos de conversión de biomasa en energía ha sido una de las restricciones principales para su desarrollo. Por eso, esta Guía orienta en los aspectos técnicos de estos tipos de proyectos para la realización de su EIA.

La necesidad de una mayor participación de las energías renovables en la matriz nacional condujo a la promoción de la incorporación de proyectos de conversión de biomasa en energía.

No obstante, la ausencia de una normativa ambiental específica para estos proyectos ha sido identificada como una de las restricciones principales para su desarrollo.

Sin pretender ser un documento normativo, se entiende que la presente Guía orienta en los aspectos técnicos específicos de los proyectos bioenergéticos para la realización de sus correspondientes EIA.

La Guía presentó un esquema del procedimiento normativo actual, por el cual discurren los EIA de los proyectos que han sido desarrollados. Se mostró cómo las autoridades nacionales y provinciales han tratado, en general, estos proyectos adaptán-

dolos dentro de la normativa ambiental disponible. Esta información resultará de valor para los desarrolladores, como antecedente de lo actuado y para definir parámetros críticos de sus proyectos, hasta tanto se determine una normativa específica para bioenergía.

Se identificaron ciertos faltantes normativos, por ejemplo, límites para las emisiones gaseosas y el material particulado, los olores o los protocolos para disponer los digestatos como mejoradores de suelos. Por ello, hacia el final de la Guía se han realizado algunas recomendaciones técnicas que eventualmente pueden ser consideradas tanto por los desarrolladores como por las autoridades provinciales para enmarcar ciertos parámetros del proyecto.

Se realizó una descripción de las tecnologías de conversión de biomasa en energía térmica y eléc-

trica. Se han tratado en forma independiente los proyectos basados en biomasa seca, de aquellos que producen biogás. Esos capítulos de la Guía se relacionan en forma directa con los componentes de descripción de proyecto en el EIA. En este sentido, la Guía se concentró en los aspectos técnicos específicos de la actividad de conversión de biomasa, dejando fuera de la descripción aquellos que ya son bien conocidos en nuestro país (por ejemplo, los componentes de agricultura y silvicultura, o el transporte de energía eléctrica).

Para biomasa seca, se describieron las principales tecnologías utilizadas para su combustión, incluyendo calderas de alimentación manual y automática, gasificación y cogeneración. Para biogás, se describió el proceso biológico de generación, incluyendo distintos sustratos y su rendimiento.

Asimismo, a partir de la descripción técnica, también se identificaron los principales aspectos ambientales asociados a estas actividades, incluyendo los impactos derivados del tratamiento de las materias primas, del proceso de conversión en planta industrial, de la generación y disposición de los subproductos y de los residuos y efluentes generados.

Se identificó como uno de los principales impactos de la actividad de conversión de biomasa seca en energía, el que surge de sus emisiones gaseosas, especialmente de material particulado. Por ello, se presentaron las tecnologías utilizadas para el control de emisiones de partículas, y las ventajas y desventajas de cada una en función de los parámetros del proyecto en particular. La normativa de la provincia de Buenos Aires se identificó como de referencia para los aspectos de emisiones gaseosas y calidad de aire.

En la actividad de conversión de biogás, los impactos ambientales del proceso de estabilización y disposición final de digestatos aparecieron como relevantes. Tratado adecuadamente, el digestato podrá ser aplicado como mejorador de suelos. En este caso, se identificó la normativa de la provincia de Córdoba como de referencia.

Por otra parte, la producción de cenizas como residuos de la combustión de biomasa sólida se detectó como de eventual impacto ambiental re-

levante. Por ello, la Guía describió el proceso de formación de cenizas, caracterizó su composición típica en función de la biomasa utilizada, y propuso alternativas para su disposición.

Además, se desarrolló un conjunto de recomendaciones para encuadrar ambientalmente los proyectos y estandarizar los requisitos por cumplir, tanto en la etapa de EIA como durante la operación del proyecto:

- Para proyectos con biomasa sólida se propusieron tres escalas en función de la potencia instalada: inferior a 3 MW, entre 3 y 10 MW, y superior a 10 MW. Para biogás, las tres escalas de potencia son: inferior a 0,25 MW, entre 0,25 y 1 MW, y superior a 1 MW.
- Para proyectos tanto de biomasa seca como de biogás, la zona de influencia ambiental se estandarizó en 4 subzonas, definidas a partir de la distancia a la planta de conversión de biomasa. Las distancias límite se proponen en 0,5 km, 2 km y 5 km.

Dependiendo de la potencia instalada y de la presencia de receptores críticos en la zona de influencia, se definieron unas tablas de doble entrada que sugieren el alcance que pueden tener los informes técnicos ambientales, los monitoreos de línea de base, los estudios de calidad de aire, los monitoreos ambientales durante la operación y los planes de gestión ambiental.

Finalmente, se sugirieron los límites orientativos para la emisión de gases y partículas, discriminando entre las tecnologías de conversión más difundidas.

Bibliografía

- AEA.** 2011. *The assessment of flue gas particulate abatement in wood burning boilers*. ED56285-Issue Number 3. Ayrshire (Escocia), Forestry Commission Scotland.
- Air Quality Expert Group.** 2017. *Potential air quality impacts from biomass combustion*. UK. (disponible en https://uk-air.defra.gov.uk/assets/documents/reports/cat11/1708081027_170807_AQEG_Biomass_report.pdf). Acceso: septiembre de 2019.
- AMEC.** 2013. *Environment & Infrastructure UK limited: Biomass and CHP emissions standards, Greater London Air Quality Support*.
- BioEnArea.** 2013. *Guía de buenas prácticas en bioenergía*. Junta de Castilla y León.
- Bioenergy Europe.** 2018. *Statistical Report*.
- CDM-SSC-PDD 3793.** 2011. *Pindó Biomass Energy Generation from Forest Biomass*, Project Design Document Form, Clean Development Mechanism.
- CFI.** 2008. *Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad, Plantas de energía térmica*. CIBSE. 2014. *AM15 Biomass heating*. Londres.
- Cherubini, F. and A.H. Stromman.** 2011. "Lyfe Cicle Assessment of bioenergy systems: State of the Art and Future Challenges", *Bioresource Technology*, 102 p.437-451 (disponible en <http://faculty.washington.edu/stevehar/Cherubini%20LGA.pdf>).
- CNE y GTZ.** 2007. *Guía para Evaluación Ambiental. Energías Renovables No Convencionales: Proyectos de Biomasa*. Santiago (Chile).
- Comisión Europea.** 2010. Informe relativo a los requisitos de sostenibilidad para el uso de fuentes de biomasa sólida y gaseosa en los sectores de la electricidad, la calefacción y la refrigeración, Bruselas (disponible en <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52010DC0011&from=ES>).
- deGraaf, D. and R. Fendler.** 2010. *Biogas production in Germany*. EU SPIN Project, Baltic Sea Region Programme 2007-2013.
- EBA.** 2016. *Reporte estadístico de la European Biogas Association, 6.º edición*. (Disponible en: <http://european-biogas.eu/2016/12/21/eba-launches-6th-edition-of-the-statistical-report-of-the-european-biogas-association/>). Acceso: octubre de 2019.
- EBP.** 2017. *Curso de Formación Especializada en Biogás para Profesionales, MÓDULO 8, Aspectos de Seguridad*.
- EC. (sf).** "Air Quality Standard" (disponible en <https://ec.europa.eu/environment/air/quality/standards.htm>).
- EC.** 2014. *State of play on the sustainability of solid and gaseous biomass used for electricity, heating and cooling in the EU, SWD259 final*. Bruselas.
- EC.** 2015. *Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions*, Report EUR 27215.
- EC.** 2016. Impact Assessment - Sustainability of Bioenergy, "Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources, SWD418 final". Bruselas.
- EEA.** 2016. *EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016, EEA Report No 21/2016* (disponible en <https://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2016>).
- Elbersen, W.** 2015. "Sustainable biomass chains in regions", *Seminar Bioenergy Cooperation Ukraine-Netherlands*, Kiev (disponible en <http://biomass.kiev.ua/images/conference/pdf/6-Elbersen-2015-eng.pdf>).
- Environmental Protection Agency.** 2017. *Guidelines on the information to be contained in environmental impact assessment reports, draft*. Irlanda (disponible en <http://www.epa.ie/pubs/advice/ea/EPA%20EIA%20Guidelines.pdf>).
- Environmental Protection Agency.** Método 1 para toma de muestras de emisiones gaseosas en chimenea, Código Federal de Regulaciones 40 CFR, Pt. 60 App. A, Meth 1.

- Estrada de Luis, I.B., A. Moran Palaoy J.M. Gomez Palacios.** 2006. "Aspectos ambientales en la obtención y uso de la biomasa primaria y los cultivos energéticos", *Congreso Internacional sobre la Nueva Cultura del Aprovechamiento de la Biomasa y de la Fracción Orgánica de los Residuos Municipales*, Vitoria-Gasteiz.
- FAO.** 2011. *Manual de biogás*. Proyecto CHI/00/G32 "Chile: Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables". Santiago (Chile) (disponible en <http://www.fao.org/3/as400s/as400s.pdf>).
- Federal Ministry of Food, Agriculture and Consumer Protection and Federal Ministry of Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety.** 2009. *National Biomass Action Plan for Germany* (disponible en https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/EN/Publications/BiomassActionPlan.pdf?__blob=publicationFile).
- García Calvo, J.L., A. Hidalgo, M.C. Alonso, M.P. Luxán, y L. Fernández Luco.** 2012. "Caracterización de residuos procedentes de los procesos de combustión de biomasa. Viabilidad de uso como materiales de construcción", *XI Congreso Nacional de Materiales*, España.
- Gartzia-Bengoetxea, N., P. Albizu y A. González-Arias.** 2013. "Aplicación de cenizas de caldera de biomasa a sistemas forestales. Efectos ecotoxicológicos", *6.º Congreso Forestal Español*.
- Ghenai, C. and I. Janajreh.** 2015. "Combustion of Renewable Biogas Fuels", *Journal of Energy and Power Engineering* 9, pp. 831-843.
- Godbout, S.** 2010. *Biomasse Agricole: combustion et legislation*, Forum Energie et Agriculture. Quebec (Canadá).
- Godbout, S., J. Palacios, F. Pelletier, et J.P. Larouche.** 2010. *Combustion de la Biomasse Agricole*. Quebec (Canadá). Intitute de Recherche et de developpement en agroenvironnement.
- Godbout, S., J. Palacios, J.P. Larouche, P. Brasseur, et F. Pelletier.** 2012. *Bilan Energetique, emissions gazeuses et particulaires de la combustion de la biomasse agricole a la ferme*. Quebec (Canadá). Intitute de Recherche et de developpement en agroenvironnement.
- Green Watts.** (sf). *Planta energía NBPET 1* (disponible en <http://web.greenwatts.com.ar/planta-de-energia>) Acceso: septiembre de 2019.
- Hoffman, A.R.,** 2019. *Water, Energy and Environment: A Primer*. Londres. IWA Publishing.
- IPCC** (Panel Intergubernamental de expertos sobre Cambio Climático). 2006. Directrices para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.
- IRAM,** Norma 29230. Ubicación y cantidad de agujeros para toma de muestras para emisiones gaseosas.
- IRBEA.** 2016. *Study on Biomass Combustion Emissions* (disponible en <http://www.irbea.org/wp-content/uploads/2016/12/IrBEA-BiomassEmissionsReport.pdf>).
- Johansson, L., B. Leckner, L. Gustavsson, D. Cooper, C. Tullin and A. Potter.** 2004. "Emission characteristics of modern and old-type residential boilers fired with wood logs and wood pellets", *Atmospheric Environment*. V38, 25.
- Johnson, E.** 2009. "Goodbye to carbon neutral: Getting biomass footprints right", *Environmental Impact Assessment Review*, Vol. 29. N 3, pp.165-168 (disponible en doi.org/10.1016/j.eiar.2008.11.002).
- Kažimírová, V. and R. Opáth.** 2016. "Biomass combustion emissions". *Research in Agricultural Engineering*, 62. (disponible en doi.org/10.17221/69/2015-RAE).
- Koppejan, J.** 2015. "Emissions from biomass combustion", *Seminar Bioenergy Cooperation Ukraine-Netherlands*. Kiev (Ucrania).
- Klugmann-Radziemska, E.** 2014. "Environmental Impacts of Renewable Energy Technologies", *5th International Conference on Environmental Science and Technology*, IPCBEE vol.69 21.
- Kristensen, P.G., J.K. Jensen, M. Nielsen and J.B. Illerup.** 2004. *Emission Factors for Gas Fired CHP units <25 MW*. Danish Gas Technology Centre and National Environmental Research Institute of Denmark.
- MAyDS.** 2017a. *Plan de Acción Nacional de Bosques y Cambio Climático* (disponible en <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/planes-sectoriales/bosques>).

- MAYDS.** 2017b. *Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático*, (disponible en <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/planes-sectoriales/energia>).
- Melissari, B.** 2012. "Comportamiento de Cenizas y su Impacto en Sistemas de Combustión de Biomasa", *Memoria de Trabajos de Difusión Científica y Técnica*, N. 10.
- MEyM.** 2017. Marco de Gestión de Riesgo Ambiental y Social para el programa RenovAr.
- Ministerio de Energía (Chile) y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH,** 2012. *Guía de Planificación para Proyectos de Biogás en Chile*.
- Moraes, B., M. Zaiat and A. Bonomi.** 2015. "Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane ethanol production in Brazil: Challenges and perspectives", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, pp. 888-903 (disponible en DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.023).
- MOPU.** 1984. *Guía para la Elaboración de los Estudios del Medio Físico: Contenido y Metodología*. Centro de Estudios de Ordenación del Territorio y Medio Ambiente. Madrid.
- Morris, C. and M. Pehnt.** 2017. *La transición energética alemana-La Energiewende alemana*. Fundación Heinrich Böll (disponible en https://co.boell.org/sites/default/files/german-energy-transition_es.pdf).
- Nussbaumer, T.** 2013. "Combustion and Co-combustion of Biomass: Fundamentals, Technologies, and Primary Measures for Emission Reduction", *Energy & Fuels* 17, pp.1510-1521.
- Nielsen, M., O.K. Nielsen, M. Plejdrup.** 2014. "Danish emission inventory for stationary combustion plants". Scientific Report from DCE – *Danish Centre for Environment and Energy*; N. 102.
- NREL.** 1997a. *Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined-Cycle System* (disponible en <https://www.nrel.gov/docs/legosti/fy98/23076.pdf>).
- NREL.** 1997b. *The Environmental Costs and Benefits of Biomass Energy Use in California* (disponible en <https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/22765.pdf>).
- NREL.** 2004. *Biomass Power and Conventional Fossil Systems with and without CO₂ Sequestration –Comparing the Energy Balance, Greenhouse Gas Emissions and Economics* (disponible en <https://www.nrel.gov/docs/fy04osti/32575.pdf>).
- Paolini, V., F. Petracchini, M. Segreto, L. Tomassetti, N. Najaand A. Cecinato.** 2018. "Environmental impact of biogas: A short review of current knowledge", *Journal of Environmental Science and Health, Part A*. Vol. 5 N.º 10, pp. 899-906 (disponible en DOI: 10.1080/10934529.2018.1459076).
- OIT.** 2018. Fichas Internacionales de Seguridad Química, CAS 7783-06-4 Sulfuro de Hidrógeno.
- OMS.** 2006. *Guías de calidad del aire de la OMS relativas al material particulado, el ozono, el dióxido de nitrógeno y el dióxido de azufre. Actualización mundial 2005* (disponible en https://apps.who.int/iris/bitstream/handle/10665/69478/WHO_SDE_PHE_OEH_06.02_spa.pdf?sequence=1&isAllowed=y).
- Perone, E. y P. Tarela.** 2009. *Factibilidad Ambiental de Calderas Alimentadas con Pellets*, Informe de Consultoría.
- Provincia del Chubut.** 2009. Decreto 185/09.
- Provincia del Chubut.** 2016. Decreto 1003/16.
- Rural Energy.** Sin fecha. Biomass CHP. (disponible en <https://www.ruralenergy.co.uk/product/biomass-chp>). Acceso: septiembre 2019.
- SE.** Sin fecha. *Plantas de energía renovable en operación comercial* (disponible en <https://www.argentina.gob.ar/energia/energia-electrica/renovables/plantas-de-energia-renovable>). Acceso: septiembre de 2019.
- SE.** Sin fecha. *Requerimientos ambientales para ingreso al Mercado Eléctrico Mayorista* (disponible en <https://www.argentina.gob.ar/energia/energia-electrica/estadisticas/gestion-ambiental/manuales-de-gestion-ambiental>). Acceso: septiembre de 2019.
- Servicio de Evaluación Ambiental.** 2012. *Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Biomasa y Biogás*. Santiago (Chile). Ministerio de Energía (disponible en https://www.sea.gob.cl/sites/default/files/migration_files/20121109_bio_terminada.pdf).

- Starcevic, N., M. Martinov, M.Kratzeisen, C. Maurer and J. Müller.** 2009. "Emissionen bei der Verbrennung von Gärresten aus Biogasanlagen", *Landtechnik* 64, N.º 2, pp. 92-94.
- Steinz, C.** 1979. "Simulating alternative policies for implementing the Massachusetts scenic and recreational rivers act: The North River demonstration project", *Landscape Planning*, Vol. 6, N.º 1, pp.51-89 (disponible en doi.org/10.1016/0304-3924(79)90003-0).
- Stupak, I. et al.** 2007. "Sustainable utilization of forest biomass for energy – Possibilities and problems: Policy, legislation, certification, and recommendations guidelines in the Nordic, Baltic, and other European countries", *Biomass and Bioenergy* Vol. 31 N.º1, p. 666-684 (disponible en https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2007.06.012).
- Tarela, P.A. and E.A. Perone.** 2005. *SofIA: A Cost-Effective Computational System for Linking Air Pollutant Emissions and Population Exposure, Applications of Computational Mechanics in Structures and Fluids*, CIMNE. A Series of Handbooks on Theory and Engineering Applications of Computational Methods. ISBN 84-95999-85-4, Barcelona (España).
- Tobares, L.** 2013. "La importancia y el futuro del biogás en la Argentina", *Petrotecnia*, febrero 2013, pp.68-74.
- Unión Europea.** 2015. Directiva 2193/2015 (disponible en https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015L2193&from=ES).
- UN.** 2019. *CDM Methodology Booklet* (disponible en https://cdm.unfccc.int/methodologies/documentation/meth_booklet.pdf).
- US EPA.** (Sin fecha). *NAAQS Table* (disponible en https://www.epa.gov/criteria-air-pollutants/naaqs-table).
- US EPA.** 1992. *Screening Procedures for Estimating the Air Quality Impact of Stationary Sources*, Report EPA-454/R-92-019 (disponible en https://www3.epa.gov/scram001/guidance/guide/EPA-454R-92-019_OCR.pdf).
- US EPA.** 1996. *Compilation of Air Pollution Emission Factors. Volume 1: Stationary Point and Area Sources*, AP-42 (disponible en https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emissions-factors#5thed).
- US EPA.** 1999. *Test Methods for Evaluating Solid Waste, Physical/Chemical Methods*, Chapter Thirteen: Incineration.
- US EPA.** 2009. *Clean Air Act, National Stack Testing Guidance* (disponible en https://www.epa.gov/sites/production/files/2013-09/documents/stacktesting_1.pdf).
- US EPA.** 2015. *National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Major Sources: Industrial, Commercial, and Institutional Boilers and Process Heaters*, 40 CFR Part 63.
- Villeneuve, J., J.H. Palacios, P. Savoie, S. Godbout.** 2012. "A critical review of emission standards and regulations regarding biomass combustion in small scale units (<3MW)", *Bioresource Technology* Vol.111 pp. 1-11 (disponible en doi.org/10.1016/j.biortech.2012.02.061).
- World Energy Council.** 2004. *Comparison of Energy Systems using Life Cycle Assessment* (disponible en: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/PUB_Comparison_of_Energy_Systems_using_lifecycle_2004_WEC.pdf).
- Zanchi, G., N. Pena and N. Bird.** 2011. "Is woody bioenergy carbon neutral? A comparative assessment of emissions from consumption of woody bioenergy and fossil fuel". *GCB Bioenergy*, Vol. 4pp. 761-772 (disponible en https://doi.org/10.1111/j.1757-1707.2011.01149.x).

GUÍA PARA REALIZAR ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL DE PROYECTOS BIOENERGÉTICOS

N.º 20

COLECCIÓN DOCUMENTOS TÉCNICOS

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

www.fao.org

ISBN 978-92-5-132467-7



9 789251 324677

CA8760ES/1/05.20