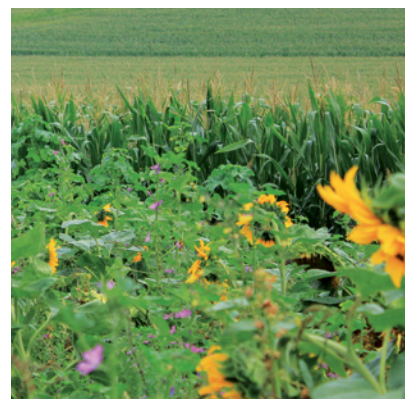


Guía sobre el Biogás

Desde la producción hasta el uso



Gefördert durch:



Bundesministerium für
Ernährung, Landwirtschaft
und Verbraucherschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



La versión en español del “Leitfaden Biogas” fue patrocinada y financiada por los siguientes proyectos de GIZ:

- Cooperación tecnológica en el sector energético
- Programa Gestión Ambiental Urbana e Industrial en México



Por encargo de

BMZ



Ministerio Federal de
Cooperación Económica
y Desarrollo

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn
Alemania

Tel.: +49 6196 79-4102
Fax: +49 6196 79-115
energy@giz.de
www.giz.de

Guía sobre el Biogás

Desde la producción hasta el uso

Titularidad del proyecto:	Fachagentur Nachhaltende Rohstoffe e.V. (FNR) Internet: www.fnr.de
En representación de:	Ministerio Federal de Alimentación, Agricultura y Protección al Consumidor (BMELV) Internet: www.bmelv.de
Apoyo editorial:	Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ) Internet: www.dbfz.de
Socios:	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL) Internet: www.ktbl.de Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI) Internet: www.vti.bund.de/de/institute/ab/ Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen Internet: www.schnutenhaus-kollegen.de
Editor:	Fachagentur Nachhaltende Rohstoffe e. V. (FNR)
Editorial:	FNR, Abt. Öffentlichkeitsarbeit
Copyright (Cubierta):	Mark Paterson / FNR; Werner Kuhn / LWG; FNR / iStockphoto
Diseño:	www.tangram.de , Rostock

Quinta edición completamente revisada, Gülzow, 2010

Todos los derechos reservados.

Ninguna parte de este trabajo debe ser reproducida, procesada, distribuida o archivada sin permiso por escrito del editor. Solo los autores, no el editor, son responsables de las conclusiones y resultados, así como de los conceptos y recomendaciones en esta publicación.

Índice



Listas

Lista de figuras.....	9
Lista de tablas.....	12
Lista de colaboradores.....	16

1 Propósito de la Guía 17

M. KALTSCHMITT, F. SCHOLWIN

1.1	Objetivo.....	17
1.2	Enfoque.....	18
1.3	Contenidos	18
1.4	Grupos objetivo	19
1.5	Definición del alcance.....	19
1.5.1	Tecnología	19
1.5.2	Sustratos	20
1.5.3	Actualidad de los datos.....	20
1.5.4	Alcance de los datos	20

2 Fundamentos de la digestión anaeróbica 21

J. FRIEHE, P. WEILAND, A. SCHATTAUER

2.1	Generación de biogás.....	21
2.2	Condiciones ambientales en el reactor.....	22
2.2.1	Oxígeno	22
2.2.2	Temperatura	23
2.2.3	Valor de pH	24
2.2.4	Suministro de nutrientes.....	24
2.2.5	Inhibidores	25
2.3	Parámetros operativos.....	27
2.3.1	Tasa de carga orgánica y tiempo de retención del digestor	27
2.3.2	Productividad, rendimiento y grado de degradación.....	28
2.3.3	Mezclado	29
2.3.4	Potencial de generación de gas y actividad metanogénica.....	29
2.4	Referencias	31

3 Tecnología de la planta para la recuperación del biogás33

J. POSTEL, U. JUNG, EL. FISCHER, F. SCHOLWIN, T. WEIDELE,

H. GATTERMANN, A. SCHATTAUER, P. WEILAND

3.1	Características de diversas variantes del procedimiento y sus distinciones	33
3.1.1	Contenido de materia seca del sustrato para digestión.....	33
3.1.2	Tipo de alimentación	34
3.1.3	Números de fases del proceso y de etapas del proceso.....	35
3.2	Ingeniería del proceso.....	35
3.2.1	Manejo del sustrato.....	37
3.2.2	Recuperación del biogás	55
3.2.3	Almacenamiento de sustrato digerido.....	70
3.2.4	Almacenamiento del biogás recuperado	73
3.3	Códigos de ingeniería relevantes	76
3.4	Referencias.....	77

4 Descripción de sustratos seleccionados78

J. FRIEHE, P. WEILAND, A. SCHATTAUER

4.1	Sustratos agrícolas	78
4.1.1	Bosta.....	78
4.1.2	Cultivos energéticos.....	79
4.2	Sustratos de la industria de procesamiento agrícola.....	82
4.2.1	Producción de cerveza.....	82
4.2.2	Producción de alcohol.....	83
4.2.3	Producción de biodiesel	83
4.2.4	Procesamiento de papa (producción de almidón)	83
4.2.5	Producción de azúcar	84
4.2.6	Sub-productos provenientes del procesamiento de las frutas.....	85
4.3	Sub-productos puramente basados en plantas de acuerdo con la EEG	85
4.4	Datos de los materiales y rendimientos de gas de sub-productos puramente basados en plantas ..	86
4.5	Podas y recortes de pastos	86
4.6	Material proveniente del paisaje	86
4.7	Referencias.....	87
4.8	Anexo	89

5 Operación de las plantas de biogás90

J. LIEBETRAU, J. FRIEHE, P. WEILAND, A. SCHREIBER

5.1	Parámetros para monitorizar el proceso biológico.....	90
5.1.1	Tasa de producción de biogás	91
5.1.2	Composición del gas.....	91
5.1.3	Temperatura.....	92
5.1.4	Volumen del insumo y niveles de llenado	92
5.1.5	Caracterización del sustrato	93
5.1.6	Determinación de la concentración de ácidos orgánicos	94
5.1.7	Valor de pH.....	95
5.1.8	Concentraciones de oligoelementos	96
5.1.9	Nitrógeno, amonio, amoníaco	96
5.1.10	Capas de lodo líquido flotante	98
5.1.11	Formación de espuma	98
5.1.12	Evaluación del proceso.....	98

5.2	Monitorización y automatización de la planta	99
5.2.1	Sistema en bus	100
5.2.2	Planeamiento de la configuración	100
5.2.3	Aplicaciones/visualización	101
5.2.4	Adquisición de datos.....	102
5.2.5	Control del proceso de retroalimentación.....	102
5.3	Control del proceso en el arranque y en la operación estándar	104
5.3.1	Operación estándar.....	104
5.3.2	Arranque	105
5.4	Manejo de la perturbación	109
5.4.1	Causas de las perturbaciones del proceso	109
5.4.2	Perturbaciones del proceso de manejo	111
5.4.3	Manejo de fallas y problemas técnicos	113
5.5	Confiabilidad operativa	113
5.5.1	Seguridad ocupacional y seguridad de la planta.....	113
5.5.2	Protección ambiental	116
5.6	Notas sobre la optimización de la planta.....	117
5.6.1	Optimización técnica	118
5.6.2	Análisis de la eficiencia de la planta en conjunto (utilización del sustrato según flujos de energía).....	119
5.6.3	Optimización económica	119
5.6.4	Minimización de impactos ambientales	120
5.7	Referencias	120

6 Procesamiento del gas y opciones de utilización 122

M. WEITHÄUSER, F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN

6.1	Purificación y procesamiento del gas.....	122
6.1.1	Desulfuración	122
6.1.2	Secado	127
6.1.3	Remoción del dióxido de carbono.....	128
6.1.4	Remoción del oxígeno	131
6.1.5	Remoción de otros gases de traza.....	131
6.1.6	Mejoramiento para alcanzar la calidad de gas natural.....	131
6.2	Utilización para calor y energía combinados.....	132
6.2.1	Unidades de CHP pequeñas en paquete con motores de combustión interna.....	132
6.2.2	Motores Stirling.....	140
6.2.3	Micro-turbinas de gas.....	141
6.2.4	Celdas de combustible	142
6.2.5	Utilización de calor residual en unidades de CHP dirigidas a energía	143
6.3	Inyección de gas en una red	145
6.3.1	Inyección en la red de gas natural.....	145
6.3.2	Alimentación a micro-redes de gas.....	147
6.4	Combustible para vehículos de motor	147
6.5	Uso térmico del biogás	147
6.6	Referencias	148

7 Marco legal y administrativo150

H. VON BREDOW

7.1	Promoción de la electricidad proveniente de la biomasa.....	150
7.1.1	El sistema de bonos de acuerdo con la EEG.....	150
7.2	Conexión a la red y alimentación de electricidad.....	151
7.2.1	Conexión a la red	151
7.2.2	Gestión de la alimentación.....	153
7.2.3	Alimentación de energía eléctrica y venta directa	153
7.3	Tarifas de la EEG	154
7.3.1	Base para determinar los pagos	154
7.3.2	Definiciones de planta y fecha de puesta en marcha - determinar correctamente el nivel de pago.....	155
7.3.3	Nivel de pagos tarifarios en detalle.....	158
7.4	Procesamiento y alimentación de gas.....	164
7.4.1	Requisitos para el pago de la tarifa de la EEG.....	164
7.4.2	Transporte desde el punto de suministro hasta la unidad de CHP	165
7.4.3	Marco legal para la conexión y uso de la red.....	166
7.5	Recuperación y suministro de calor	166
7.5.1	Marco legal.....	167
7.5.2	Suministro de calor.....	167
7.5.3	Redes de calor	167
7.6	Lectura adicional recomendada	168
7.7	Lista de fuentes	168

8 Economía170

S. HARTMANN, B. WIRTH, A. NIEBAUM, H. DÖHLER, U. KEYMER, G. REINHOLD

8.1	Descripción de plantas modelo - supuestos y parámetros clave.....	170
8.1.1	Capacidad de planta	170
8.1.2	Sustratos	170
8.1.3	Diseño biológico y técnico	173
8.1.4	Parámetros técnicos y de proceso.....	174
8.1.5	Inversión de unidades funcionales para plantas modelo	174
8.2	Rentabilidad de las plantas modelo.....	175
8.2.1	Ingresos.....	175
8.2.2	Costos.....	178
8.2.3	Análisis de costos / ingresos.....	181
8.3	Análisis de sensibilidad.....	183
8.4	Rentabilidad de vías seleccionadas de utilización del calor	184
8.4.1	Utilización del calor para el secado.....	185
8.4.2	Utilización del calor para calentar invernaderos.....	188
8.4.3	Utilización del calor para los esquemas municipales de calefacción local.....	188
8.5	Clasificación cualitativa de varias vías de utilización del calor	191
8.6	Referencias.....	191

9 Organización del negocio agrícola..... 192

G. REINHOLD, S. HARTMANN, A. NIEBAUM, R. STEPHANY, P. JÄGER, M. SCHWAB

9.1	Re-estructuración de un fundo agrícola—prospectos futuros y enfoques de optimización.....	194
9.1.1	Selección de un sitio apropiado para la planta.....	194
9.1.2	Impacto de una planta de biogás en la rotación de cultivos	195
9.1.3	Necesidad de terreno y mano de obra.....	196
9.1.4	El tiempo como factor en la tecnología.....	201
9.2	Referencias	203

10 Calidad y utilización de digestato 204

H. DÖHLER, S. WULF, S. GREBE, U. ROTH, S. KLAGES, T. AMON

10.1	Propiedades del digestato.....	204
10.1.1	Propiedades, nutrientes y sustancias que proporcionan valor	204
10.1.2	Contaminantes	205
10.1.3	Propiedades higiénicas	205
10.2	Almacenamiento del digestato.....	207
10.2.1	Emisiones de amoníaco.....	207
10.2.2	Emisiones dañinas para el medio ambiente.....	207
10.3	Utilización del digestato en la tierra agrícola.....	211
10.3.1	Disponibilidad y efecto nutriente del nitrógeno	211
10.3.2	Medidas para reducir las pérdidas de amoníaco luego de la aplicación de digestatos en el campo	211
10.4	Tratamiento de digestatos.....	213
10.4.1	Técnicas de tratamiento	214
10.4.2	Utilización de digestatos tratados	217
10.4.3	Comparación de los procesos de tratamiento del digestato.....	218
10.5	Referencias	219

11 Realización del proyecto 221

ER. FISCHER, F. SCHOLWIN, A. NIEBAUM, A. SCHATTAUER

11.1	Formulación conceptual y diseño del proyecto.....	221
11.2	Estudio de factibilidad.....	223
11.2.1	Disponibilidad del sustrato	223
11.2.2	Selección del sitio	223
11.3	Logística del flujo de materiales.....	226
11.3.1	Selección de la tecnología	226
11.3.2	Utilización de gas.....	226
11.3.3	Evaluación y toma de decisiones.....	228
11.4	Referencias	229

12 Importancia del biogás como fuente de energía renovable en Alemania.....230

M. KALTSCHMITT, F. SCHOLWIN, J. DANIEL-GROMKE, B. SCHUMACHER,
A. SCHEUERMANN, R. WILFERT

12.1	Producción de biogás como opción para generar energía de la biomasa	230
12.2	Rol ecológico y sostenibilidad de la producción y utilización de biogás.....	231
12.3	Condición actual de la producción y utilización en Alemania.....	233
12.3.1	Número y capacidad de las plantas	233
12.3.2	Uso y tendencias del biogás.....	235
12.3.3	Sustratos	236
12.4	Potencial.....	237
12.4.1	Potencial técnico de la energía primaria.....	237
12.4.2	Potencial técnico de la energía final	238
12.5	Panorama	238
12.6	Referencias.....	240

Glosario	241
Lista de abreviaciones	244
Direcciones de Instituciones.....	246

Lista de figuras



Figura 2.1:	Representación esquemática de la descomposición anaeróbica.....	21
Figura 2.2:	Correlación entre la tasa de carga orgánica y el tiempo de retención hidráulica para diversas concentraciones de sustrato.....	28
Figura 3.1:	Esquema del proceso de flujo continuo.....	34
Figura 3.2:	Esquema del proceso combinado de flujo continuo/tanque tampón	35
Figura 3.3:	Proceso general de recuperación del biogás; tal como se describe en.	36
Figura 3.4:	Esquema de una planta de recuperación de biogás agrícola para co-sustratos	37
Figura 3.5:	Separador en tubo para los materiales densos	39
Figura 3.6:	Receptor con aflojador	39
Figura 3.7:	Molino batidor y molino de rodillo para el triturado de sustratos sólidos	41
Figura 3.8:	Triturado de sustrato en tuberías (con dispositivo de triturado de placa perforada)	42
Figura 3.9:	Bomba sumergible con bordes cortantes en el rotor como ejemplo de dispositivo de triturado y bomba combinados en una unidad integrada	44
Figura 3.10:	Higienización con re-enfriamiento.....	44
Figura 3.11:	Bomba según la planta de biogás.....	45
Figura 3.12:	Bomba de tornillo de rotor único excéntrico	46
Figura 3.13:	Bomba de desplazamiento rotatorio (izquierda), principio operativo (derecha)	47
Figura 3.14:	Pre-digestor o pozo de recepción en la alimentación	49
Figura 3.15:	Alimentación indirecta de sólidos (esquema)	51
Figura 3.16:	Alimentación directa de sólidos (esquema)	51
Figura 3.17:	Las bombas de tolva con bombas de desplazamiento rotatorio integrado (izquierda) y bomba de tornillo de rotor único excéntrico (derecha).....	51
Figura 3.18:	Alimentación de biomasa apilable al digestor con alimentador de ariete	52
Figura 3.19:	Alimentación de biomasa apilable dentro del digestor con transportadores de tornillo	53
Figura 3.20:	Tuberías, válvulas y accesorios de la estación de bombeo, y válvulas de cierre	54
Figura 3.21:	Plataforma de trabajo entre dos tanques y dispositivos de alivio de presión (izquierda); tubería de gas con compresora de soplado de aire (derecha)	55
Figura 3.22:	Reactor con tanque de agitación con agitador de eje largo y otros elementos internos	57
Figura 3.23:	Reactor de flujo de pistón (digestión húmeda)	57
Figura 3.24:	Reactor de flujo de pistón (digestión seca)	57
Figura 3.25:	Reactores de flujo de pistón; ejemplos en campo, cilíndrico (izquierda), sección de caja, con reservorio de gas superior (derecha)	58
Figura 3.26:	Ejemplo de digestores de caja; batería de digestores y puerta de digestor de caja	58
Figura 3.27:	Digestor de dos cámaras.....	58
Figura 3.28:	Ejemplos de construcciones especiales de digestión seca; reactor de lotes secuenciales (izquierda), digestor de caja con tanque con agitación (centro), etapa de metanización del proceso de digestión seco/húmedo y tanque externo de almacenamiento de gas (derecha)	60
Figura 3.29:	Un digestor de concreto en construcción	60

Figura 3.30:	Un digestor de acero especial en construcción	62
Figura 3.31:	Propulsor SMA (izquierda), sistema de tubo guía (centro), rotor de cuchillas grandes SMA (derecha)	64
Figura 3.32:	Agitadores de eje largo con dos cuchillas de agitación con y sin soporte del extremo del eje en el fondo del digestor	65
Figura 3.33:	Agitador axial	66
Figura 3.34:	Agitador de paletas	66
Figura 3.35:	Separador de tornillos	67
Figura 3.36:	Dispositivos para impedir la interrupción de la extracción de gas. El ingreso de la tubería de gas con la apertura de la toma hacia arriba	68
Figura 3.37:	Tubos de calentamiento de acero especial tendidos en el digestor (adentro) (izquierda); instalación de tubos de calentamiento en la pared del digestor (derecha)	71
Figura 3.38:	Tanque de almacenamiento de láminas plásticas	74
Figura 3.39:	Estructura del soporte de un techo flotante (izquierda) planta de biogás con tanques de techos flotantes	75
Figura 3.40:	Ejemplo de un tanque de almacenamiento de láminas plásticas independientes con dos espesores de láminas plásticas	75
Figura 3.41:	Bengala de almacenamiento de una planta de biogás	76
Figura 5.1:	Inhibición de la metanogénesis a partir del ácido acético por NH_3	97
Figura 5.2:	Representación esquemática de monitorización de la planta	101
Figura 5.3:	Régimen de carga para el arranque.....	106
Figura 5.4:	Progreso de la fase de arranque, digestor 1	108
Figura 5.5:	Progreso de la fase de arranque, digestor 2	108
Figura 5.6:	Progreso de la fase de arranque, digestor 3	109
Figura 5.7:	Progreso de la fase de arranque del digestor 1 con una deficiencia de oligoelementos.	109
Figura 5.8:	Optimizaciones posibles	118
Figura 6.1:	Sistemas de control del gas por inyección de aire en el espacio de gas del digestor	124
Figura 6.2:	Torres externas de desulfuración biológica, a la derecha de un contenedor de gas	125
Figura 6.3:	Planta de tratamiento de biogás (limpieza con Genosorb) en Ronnenberg	130
Figura 6.4:	Diseño esquemático de una unidad de CHP	132
Figura 6.5:	Unidad de CHP de biogás, módulo compacto independiente con bengala de emergencia	132
Figura 6.6:	Eficiencia eléctrica de las unidades de CHP de biogás	136
Figura 6.7:	Distribuidor de calor	137
Figura 6.8:	Unidad de CHP con tren de control de gas	138
Figura 6.9:	Instalación de una unidad de CHP bajo techo y en un contenedor de CHP	140
Figura 6.10:	Principio operativo de un motor Stirling	141
Figura 6.11:	Construcción de una micro-turbina de gas	141
Figura 6.12:	Principio operativo de una celda de combustible	142
Figura 6.13:	Diagrama funcional de un refrigerador de absorción	144
Figura 6.14:	Ejemplo de un refrigerador de absorción en una planta de biogás	145
Figura 8.1:	Usos del calor residual proveniente de las plantas biogás que operan con procesos de CHP	184
Figura 9.1:	Opciones disponibles al agricultor para la producción de biogás.....	192
Figura 9.2:	Parámetros que influyen en la elección de la ubicación de la planta	195
Figura 9.3:	Tiempos de trabajo específicos requeridos para varias ramas de producción con producción integrada del biogás	196
Figura 9.4:	Tiempo de trabajo requerido para la supervisión de una planta	199
Figura 9.5:	Tiempo de trabajo requerido para la supervisión y mantenimiento de una planta	199
Figura 9.6:	Cuadro de tiempos de trabajo requeridos para la planta modelo III	202

Figura 10.1:	Correlación entre el potencial relativo de gas residual a 20 - 22 °C y el tiempo de retención hidráulica	208
Figura 10.2:	Aplicador de manguera remolcada	212
Figura 10.3:	Aplicador de zapata remolcada.....	212
Figura 10.4:	Aplicado cortador.....	212
Figura 10.5:	Inyector de bosta.....	213
Figura 10.6:	Periodos de aplicación de digestatos en el campo.....	214
Figura 10.7:	Clasificación de los procesos de tratamiento por tipo	215
Figura 11.1:	Pasos en la realización de un proyecto de producción y utilización de biogás	221
Figura 11.2:	Enfoque general para un proyecto de planta de biogás	222
Figura 11.3:	Criterios para un estudio de factibilidad de una planta de biogás	223
Figura 11.4:	Criterios para la selección del sitio.....	224
Figura 12.1:	Opciones para utilizar biomasa para el suministro de energía final / energía útil	231
Figura 12.2:	Emisiones de gas de efecto invernadero (kg CO ₂ equivalente a/kWh _{el}) provenientes de las plantas de biogás modelo comparadas con mezclas de electricidad en Alemania	232
Figura 12.3:	Crecimiento en la construcción de plantas de biogás en Alemania hasta 2009 (número de plantas diferenciadas por clase de capacidad y capacidad eléctrica instalada de las plantas en MW _{el})	234
Figura 12.4:	Capacidad eléctrica instalada en relación con el área de terreno agrícola [kW _{el} /1.000 de terreno agrícola] en los estados federados alemanes	235
Figura 12.5:	Insumo de sustrato basado en masa en plantas biogás (encuesta a operadores 2009)	236
Figura 12.6:	Uso de cultivos energéticos basados en masa como sustrato en plantas de biogás (encuesta a operadores 2009)	236
Figura 12.7:	Potencial técnico de la energía primaria respecto del biogás en Alemania en 2007 y 2020.....	238

Lista de tablas

Tabla 2.1:	Concentraciones favorables de oligoelementos de acuerdo con diversas fuentes referenciales.....	25
Tabla 2.2:	Inhibidores en procesos de descomposición anaeróbica y concentraciones perjudiciales	26
Tabla 2.3:	Rendimiento de biogás y concentración de metano específicos de los grupos de sustancias respectivas	30
Tabla 2.4:	Parámetros para ensilaje de pasto	30
Tabla 2.5:	Rendimientos de biogás y metano a partir de ensilaje de pasto	30
Tabla 2.6:	Composición promedio del biogás	31
Tabla 3.1:	Clasificación de los procesos para generar biogás de acuerdo con diferentes criterios	34
Tabla 3.2:	Almacenamiento de los sustratos antes de la digestión	38
Tabla 3.3:	Valores característicos y parámetros de procesos de la triturado en unidades de recepción y medición combinadas	40
Tabla 3.4:	Valores característicos y parámetros del proceso de los dispositivos externos de triturado	40
Tabla 3.5:	Valores característicos y parámetros del proceso de los agitadores de triturado en el pozo pre-digestor	41
Tabla 3.6:	Valores característicos y parámetros del proceso de agitadores de triturado en las tuberías	42
Tabla 3.7:	Valores característicos y parámetros del proceso de los dispositivos de triturado combinados con tecnología de transportador en unidades integradas	43
Tabla 3.8:	Valores característicos y parámetros del proceso de los tanques de higienización	43
Tabla 3.9:	Valores característicos y parámetros del proceso de las bombas rotatorias	46
Tabla 3.10:	Valores característicos y parámetros del proceso de las bombas de tornillo de rotor único excéntrico	47
Tabla 3.11:	Valores característicos y parámetros del proceso de las bombas de desplazamiento rotatorio.....	48
Tabla 3.12:	Valores característicos y parámetros del proceso de los pozos pre-digestores	48
Tabla 3.13:	Valores característicos y parámetros del proceso de alimentación por medio de transportadores de tornillo.....	50
Tabla 3.14:	Propiedades de la bomba de tolva para alimentación de sólidos dentro del líquido entubado.....	52
Tabla 3.15:	Valores característicos y parámetros del proceso de los alimentadores de ariete.....	53
Tabla 3.16:	Valores característicos de las válvulas, accesorios y tubería para los tubos que retienen el líquido.....	54
Tabla 3.17:	Valores característicos de las válvulas, accesorios y tuberías para los tubos de retención de gas.....	54
Tabla 3.18:	Propiedades de los reactores de biogás con flujo de pistón	56
Tabla 3.19:	Propiedades de los reactores de biogás de tanques con agitación	56
Tabla 3.20:	Valores característicos y parámetros del proceso del concreto para tanques en plantas de biogás	61
Tabla 3.21:	Valores característicos y parámetros del proceso del acero para tanques en plantas de biogás.....	61
Tabla 3.22:	Valores característicos y parámetros del proceso de agitadores de tipo propulsor de motor sumergido	63
Tabla 3.23:	Valores característicos y parámetros del proceso de agitadores de eje largo	64
Tabla 3.24:	Valores característicos y parámetros del proceso de agitadores parciales para plantas de biogás	65

Tabla 3.25:	Valores característicos y parámetros del proceso de los agitadores de ruedas-paletas en digestores verticales y horizontales	66
Tabla 3.26:	Valores característicos y parámetros del proceso del mezclado neumático en digestores	67
Tabla 3.27:	Valores característicos y parámetros del proceso del mezclado hidráulico en digestores	67
Tabla 3.28:	Sistemas de descarga y remoción de sedimentos	69
Tabla 3.29:	Separadores de gusano	70
Tabla 3.30:	Valores característicos de los materiales de aislamiento	70
Tabla 3.31:	Valores característicos de los materiales de aislamiento - ejemplos	70
Tabla 3.32:	Valores característicos y parámetros del proceso de los sistemas integrados de calentamiento	71
Tabla 3.33:	Valores característicos y parámetros del proceso de los intercambiadores de calor externo	72
Tabla 3.34:	Valores característicos y parámetros de las coberturas con planchas plásticas, incluyendo algunos datos de	72
Tabla 3.35:	Valores característicos y parámetros del proceso de los tanques externos de almacenamiento de biogás incluyendo algunos datos de	74
Tabla 3.36:	Valores característicos y parámetros del proceso de las bengalas de emergencia	75
Tabla 4.1:	Concentración de nutrientes de varios tipos de bosta agrícola	79
Tabla 4.2:	Rendimiento de gas y metano provenientes de distintos tipos de bosta agrícola	79
Tabla 4.3:	Datos de los materiales de los cultivos energéticos seleccionados	81
Tabla 4.4:	Rendimientos de biogás de cultivos energéticos seleccionados	82
Tabla 4.5:	Rendimientos de biogás estándar de productos exclusivamente a partir de plantas de acuerdo con la Lista Positiva de la EEG de 2009	84
Tabla 4.6:	Datos de materiales de subproductos exclusivamente vegetales seleccionados	85
Tabla 4.7:	Rendimientos de biogás de sustratos seleccionados provenientes de la industria agrícola	86
Tabla 4.8:	Propiedades de los materiales de podas y recortes	87
Tabla 4.9:	Vista de conjunto de las características del sustrato	89
Tabla 5.1:	Valores límite para una concentración de ácidos permisible máxima	94
Tabla 5.2:	Valores guía para oligoelementos	96
Tabla 5.3:	Referencias en la literatura a las concentraciones inhibitorias de amoníaco	97
Tabla 5.4:	Variables medidas y su disponibilidad	99
Tabla 5.5:	Métodos de control de retroalimentación	103
Tabla 5.6:	Programa de medición para plantas de biogás para la monitorización del proceso biológico (operación normal)	105
Tabla 5.7:	Propiedades de los gases	113
Tabla 5.8:	Propiedades de los componentes del biogás	114
Tabla 5.9:	Efecto tóxico del sulfuro de hidrógeno	115
Tabla 6.1:	Vista de conjunto de los métodos de desulfuración	123
Tabla 6.2:	Valores característicos y parámetros del proceso para la desulfuración biológica en el digestor	123
Tabla 6.3:	Valores característicos y parámetros del proceso para las unidades externas de desulfuración biológica	125
Tabla 6.4:	Valores característicos y parámetros del proceso para los limpiadores bioquímicos de gases externos	126
Tabla 6.5:	Valores característicos y parámetros del proceso para la desulfuración química interna	126
Tabla 6.6:	Valores característicos para la desulfuración por medio de carbono activado	127
Tabla 6.7:	Comparación de métodos de enriquecimiento de metano	128
Tabla 6.8:	Valores característicos y parámetros del proceso de los motores de gas de ignición por chispa	134
Tabla 6.9:	Valores característicos y parámetros del proceso para los motores de gas de ignición por piloto	134

Tabla 6.10:	Normas de emisión especificadas por las Instrucciones Técnicas sobre el Control de Calidad del Aire del 30 de julio de 2002 para las plantas con motores de combustión de acuerdo con el ítem No. 1.4 (inclusive 1.1 y 1.2), IV Regulación de Implementación de la Ley de Control de la Contaminación de Alemania (4. BImSchV)	135
Tabla 7.1:	Tarifas para plantas de biogás que se pusieron en marcha en 2011	155
Tabla 7.2:	Rendimientos de biogás estándar de sub-productos puramente basados en plantas de acuerdo con la Lista Positiva de la EEG (selección)	160
Tabla 8.1:	Visión de conjunto y descripción de plantas modelo	171
Tabla 8.2:	Características y precios del sustrato	171
Tabla 8.3:	Sustratos utilizados en las plantas modelo	172
Tabla 8.4:	Supuestos para parámetros técnicos y relativos al proceso clave y variables de diseño de las plantas modelo	173
Tabla 8.5:	Tecnología incorporada de las plantas modelo	174
Tabla 8.6:	Parámetros técnicos y de proceso de las plantas modelo I a V	175
Tabla 8.7:	Parámetros técnicos y de proceso de las plantas modelo VI a X	176
Tabla 8.8:	Parámetros técnicos y de proceso de la planta modelo X	176
Tabla 8.9:	Inversión de unidades funcionales para plantas modelo I a V	177
Tabla 8.10:	Inversión de unidades funcionales para plantas modelo VI a X	178
Tabla 8.11:	Derechos a pago para las plantas modelo a partir de puesta en marcha en 2011	179
Tabla 8.12:	Análisis de costos - ingresos para plantas modelo I a V	180
Tabla 8.13:	Análisis de costos / ingresos para plantas modelo VI a IX	181
Tabla 8.14:	Análisis de costos para la planta modelo X.....	182
Tabla 8.15:	Análisis de sensibilidad para plantas modelo I a V	183
Tabla 8.16:	Análisis de sensibilidad para plantas modelo VI a IX.....	184
Tabla 8.17:	Análisis costo / beneficio del secado de grano utilizando biogás o petróleo para calefacción como portador de calor	185
Tabla 8.18:	Análisis costo / ingreso de métodos de secado de grano que utilizan el calor residual proveniente de la unidad de CHP de biogás sin el bono de CHP	186
Tabla 8.19:	Análisis costo / ingreso de métodos de secado de grano que utilizan el calor residual proveniente de la unidad de CHP de biogás con el bono de CHP	187
Tabla 8.20:	Ahorro en petróleo de calefacción para métodos de secado de granos que utilizan calor residual de la unidad de CHP de biogás	187
Tabla 8.21:	Demanda de calor anual de los invernaderos y utilización de calor residual potencial de una planta de biogás de 500 kW _{el} para distintos regímenes de cultivo y tamaño de invernaderos.	189
Tabla 8.22:	Comparación de costos de suministro de calor para calefacción por petróleo de calefacción y por calor residual proveniente de unidad de CHP de biogás con referencia al ejemplo de dos tamaños de invernaderos con regímenes de cultivo 'fríos'	189
Tabla 8.23:	Supuestos y parámetros clave para el suministro de calor en un esquema municipal de calefacción local con carga base suministrada por el calor residual de CHP de biogás y por caldero de astillas de madera	189
Tabla 8.24:	Inversión y costos de suministro de calor requeridos para el esquema municipal de calor local en función del precio de venta del calor residual de CHP de biogás	190
Tabla 8.25:	Clasificación cualitativa de varias vías de utilización del calor	190
Tabla 9.1:	Condiciones generales a considerar para el planeamiento del sustrato	193
Tabla 9.2:	Tierra requerida, capital inmovilizado y tiempo de trabajo requerido para varias ramas de producción	195
Tabla 9.3:	Secuencia de operaciones laborales y tiempos de trabajo requeridos para el proceso de ensilaje de maíz	198

Tabla 9.4:	Secuencia de operaciones laborales y tiempos de trabajo requeridos para el proceso de producción de grano	198
Tabla 9.5:	Tiempo de trabajo requerido para la supervisión de plantas de biogás.....	199
Tabla 9.6:	Tiempos de carga requeridos utilizando diversos tipos de equipo de carga	201
Tabla 9.7:	Cálculo del tiempo / año de trabajo requerido para el procesamiento y carga del sustrato, incluyendo los tiempos de configuración para la planta modelo III	201
Tabla 10.1:	Comparación de parámetros y propiedades que proporcionan valor de digestatos y fertilizantes agrícolas	205
Tabla 10.2:	Comparación de concentraciones de metales pesados en digestatos y fertilizantes agrícolas	206
Tabla 10.3:	Patógenos en bosta líquida y residuos orgánicos	206
Tabla 10.4:	Incidencia de salmonella en sustratos y digestatos de plantas de biogás	206
Tabla 10.5:	Coberturas para tanques de almacenamiento de digestato para reducir emisiones de amoníaco.....	208
Tabla 10.6:	Potencial de gas residual de digestatos provenientes de plantas de biogás agrícola, basado en rendimiento de metano por tonelada de insumo de sustrato; valores promedio así como valores mínimos o máximos de 64 plantas operativas muestreadas como parte del programa II de medición de biogás	209
Tabla 10.7:	Puntos de equilibrio para re-acondicionar cubiertas a prueba de fugas de gas en tanques cilíndricos de almacenamiento de digestato: capacidad eléctrica instalada mínima requerida para el punto de equilibrio en la inversión de varios re-acondicionamientos	210
Tabla 10.8:	Pérdidas acumulativas de amoníaco luego de la aplicación en el campo de fertilizantes de fondos agrícolas sin trabajarlos con la tierra a diferentes temperaturas dentro de 48 horas	211
Tabla 10.9:	Reducción de pérdidas de amoníaco luego de la aplicación en el campo de digestatos líquidos	213
Tabla 10.10:	Concentraciones de nutrientes de las fracciones, cálculos de modelos para procesos de tratamiento	218
Tabla 10.11:	Evaluación comparativa de los procesos de tratamiento del digestato.....	218
Paso 1:	Preparación del diseño de proyecto.....	222
Paso 2:	Elaboración del estudio de factibilidad	224
Paso 3:	Disponibilidad de sustratos	225
Paso 4:	Selección del sitio.....	225
Paso 5:	Logística del flujo de materiales.....	227
Paso 6:	Selección de la tecnología	227
Paso 7:	Recuperación de la energía proveniente del biogás	227
Paso 8:	Evaluación y toma de decisiones	228
Tabla 12.1:	Distribución regional de plantas de biogás en operación en Alemania en 2009 y capacidad eléctrica instalada de las plantas (encuesta a institucionales estadales realizada en 2010)	234



Lista de colaboradores

Nombre	Institución
Thomas Amon	University of Natural Resources and Life Sciences, Viena (BOKU)
Hartwig von Bredow	Schnutenhaus & Kollegen (estudio jurídico)
Jaqueline Daniel-Gromke	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Helmut Döhler	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Elmar Fischer	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Erik Fischer	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Jörg Friehe	Johann Heinrich von Thünen Institute (vTI)
Henrik Gattermann	Previa mente: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Sven Grebe	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Johan Grope	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Stefan Hartmann	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Peter Jäger	Previa mente: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Uwe Jung	Previa mente: Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Martin Kaltschmitt	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Ulrich Keymer	Bavarian State Research Centre for Agriculture (LfL)
Susanne Klages	Previa mente: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Jan Liebetrau	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Anke Niebaum	Previa mente: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Jan Postel	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Gerd Reinhold	Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL)
Ursula Roth	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Alexander Schattauer	Previa mente: Johann Heinrich von Thünen Institute (vTI)
Anne Scheuermann	Previa mente: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Frank Scholwin	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Andre Schreiber	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Britt Schumacher	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Markus Schwab	Previa mente: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Ralf Stephany	PARTA Buchstelle für Landwirtschaft und Gartenbau GmbH
Thomas Weidele	Previa mente: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Peter Weiland	Johann Heinrich von Thünen Institute (vTI)
Marco Weithäuser	Previa mente: Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Ronny Wilfert	Previa mente: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Bernd Wirth	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Sebastian Wulf	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)

Se proporcionan las direcciones de las instituciones en la página 246.

Propósito de la Guía



Contra el telón de fondo de un incremento constante en los precios de la energía en el mundo, la recuperación de energía a partir de corrientes de residuos y desperdicios orgánicos se está convirtiendo en una propuesta cada vez más atractiva. Junto con la generación de energía renovable almacenable, la producción distribuida de biogás puede ayudar no solamente a desarrollar las regiones rurales sino también a fortalecer a empresas pequeñas y medianas. Gracias al marco legal positivo para las fuentes de energía renovables que ha existido en Alemania desde el año 2000, la producción y utilización del biogás se ha expandido rápidamente en los años recientes. En 2010 existían ya más de 5900 plantas de biogás, la mayoría de las cuales se operan en medios agrícolas. Durante el mismo periodo, también ha habido importantes cambios y mejoras en las tecnologías utilizadas. La riqueza de la experiencia de Alemania en tecnología del biogás encuentra ahora una demanda internacional creciente.

Por lo tanto, el propósito de esta Guía es aportar respuestas exhaustivas provenientes de experiencias reales a las preguntas técnicas, organizativas, legales y económicas sobre la generación y utilización del biogás para fines agrícolas.

El presente documento, preparado en conjunto con la Agencia para Recursos Renovables (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. – FNR), ofrece al lector una referencia valiosa producto del aporte de actores seleccionados con información sobre los temas de la tecnología del biogás, el planeamiento de la inversión de capital y los costos de operación de las plantas. Para atender a una audiencia internacional, la Guía constituye una adaptación y traducción de los proyectos de biogás implementados por Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) y financiados por el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ) de Alemania. Presenta el estado de la cuestión en tecnología de biogás para la generación

eficiente de energía, calor, frío y/o gas y permite al usuario acceso a la información requerida para tomar decisiones sobre el tema de biogás con autoridad y sensibles al contexto. Por lo tanto, esta Guía no describe tanto una tecnología estandarizada, sino que más bien muestra las maneras en las que se puede plantear una tecnología adaptada para satisfacer ciertas necesidades en un contexto específico.

1.1 Objetivo

El crecimiento en la generación de la energía a partir del biogás en Alemania es atribuible principalmente al marco administrativo existente, sobre todo a las tarifas de energía a partir de fuentes de energías renovables tal como se determinan en la Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG). Esto ha dado lugar a una fuerte y sostenida demanda que ha llevado a la creación de un número considerable de fabricantes de plantas de biogás y de proveedores de componentes, lo cual ha permitido a Alemania convertirse en un líder del mercado en el campo de diseño y construcción de plantas de biogás.

Independientemente del país de que se trate, la realización de un proyecto de biogás se relaciona con cuatro asuntos claves tratados en esta Guía:

- Un proyecto exitoso de biogás exige un conocimiento integral y multidisciplinario por parte de los agricultores, inversionistas y futuros operadores, junto con el know-how en agricultura y tecnología energética, incluyendo todos los aspectos relacionados a las leyes, el medio ambiente, la administración, la organización y la logística.
- El mercado ofrece un conjunto casi desconcertante de opciones técnicas y soluciones hechas a la medida. Esta Guía proporciona una visión neutral de conjunto respecto de los proveedores y con base científica sobre las tecnologías existentes actual-



mente en el mercado y las que son particularmente prometedoras para el futuro.

- Cuando se decide sobre los sustratos apropiados, es necesario aplicar y cumplir con reglas elementales de biotecnología. Especialmente para las fases de formulación conceptual y operación de la planta, por lo tanto, esta Guía proporciona el conocimiento necesario para garantizar la operación óptima de una planta de biogás.
- Particularmente en los nuevos mercados, el procedimiento de otorgamiento de permisos para una planta de biogás representa un paso importante y a menudo subestimado en realización de un proyecto. En consecuencia, esta Guía proporciona una visión de conjunto de los diversos pasos requeridos para la realización de un proyecto de biogás con debida consideración a las diferencias en los procedimientos de autorización en distintos países.

El suministro de energía renovable a partir del biogás puede combinarse idealmente con una mejor gestión del flujo de materiales. En consecuencia, a menudo tiene sentido invertir en una planta de biogás. Sin embargo, para poder llegar a una decisión bien fundada, los operadores de una futura planta de biogás deben aplicar la metodología correcta cuando comparan sus propias ideas con las posibilidades técnicas y económicas que proporciona la tecnología de biogás. Por esta razón, la Guía sobre el Biogás proporciona la información necesaria con la cual se puede explotar plenamente el potencial ofrecido por el sector del biogás en términos de eficiencia energética y rentabilidad económica.

1.2 Enfoque

Esta Guía está diseñada para cerrar cualquier brecha existente en el conocimiento y para acompañar a los operadores potenciales de la planta y otras partes involucradas a lo largo de las distintas fases de planeamiento de un proyecto de biogás hasta su realización final.

Esta Guía tiene por fin **MOTIVAR** al lector a determinar qué oportunidades se encuentran localmente disponibles y examinar si es posible contribuir a recuperar la energía contenida en el biogás y en qué medida. El presente documento además tiene como propósito **INFORMAR**. Con este fin, proporciona a los futuros operadores de plantas y a otras partes interesadas en utilizar el potencial energético del biogás toda la información requerida en una sola fuente. La Guía también presenta los recursos apropiados con

los cuales **EVALUAR** una idea de proyecto. Proporciona también las herramientas requeridas para examinar críticamente una idea prometedora de proyecto y decidir si su implementación sería rentable. Un objetivo adicional de la Guía es proporcionar al lector el conocimiento y las ayudas para la toma de decisiones con las cuales **REALIZAR** una idea de proyecto para proveer energía a partir del biogás.

1.3 Contenidos

Esta Guía sobre el Biogás ofrece al lector una visión de conjunto de las complejidades de la producción y utilización del biogás. Se puede utilizar como una fuente de referencia y lista de verificación para todas las consideraciones y acciones necesarias para la preparación, planeamiento, construcción y operación de una planta biogás. Toma en cuenta no solamente los aspectos de tecnología e ingeniería, sino también factores legales, económicos y organizativos. Estos temas, tratados en profundidad en los distintos capítulos de esta Guía, se resumen de aquí de antemano. Con referencia a los cuatro enfoques delineados anteriormente, esta Guía está diseñada para ofrecer apoyo especialmente en relación con las siguientes cuatro áreas temáticas:

- motivación a participar
- suministro de información básica
- evaluación de una idea de proyecto
- realización de un proyecto

Los capítulos 2 al 6 y el capítulo 10 explican los principios básicos de construcción y operación de una planta de biogás, además de describir el uso de sustratos y residuos. Los capítulos 7 a 9 se refieren al marco legal, administrativo y económico de la operación de una planta de biogás y de la organización de una empresa agrícola. El capítulo 11 está diseñado para facilitar la realización de un proyecto de planta de biogás para cuyo propósito ofrece al lector recomendaciones para el planeamiento y lista de verificación sobre la construcción y operación de la planta y los arreglos contractuales sobre la base de la información contenida en los capítulos precedentes. El capítulo 12 tiene por fin motivar el desarrollo de ideas y de lanzar iniciativas. También presenta una serie de argumentos en favor de la producción y la utilización del biogás en campañas de relaciones públicas, que desempeñan un papel clave en la realización de un proyecto para recuperar energía a partir de sustratos orgánicos con el fin de producir biogás.



1.4 Grupos objetivo

Esta Guía se dirige a todos aquellos que tengan un interés en la producción y utilización del biogás y/o que sean de alguna manera afectados por un proyecto de biogás. Así, se dirige principalmente a individuos o instituciones interesados en llevar a cabo un proyecto de biogás. El grupo objetivo de individuos que buscan realizar un proyecto de biogás incluye agricultores y empresas agrícolas y sus socios. Como productores de sustrato y energía, tienen un posible interés en recuperar la energía del biogás. Adicionalmente, el digestato de una planta de biogás es un fertilizante de alto valor que se puede emplear en un fundo agrícola.

Los potenciales productores de biogás además incluyen a otros generadores o recicladores de residuos orgánicos, como las empresas de disposición de residuos sólidos y las autoridades locales. Los inversionistas privados e institucionales así como las empresas de servicios públicos de energía están igualmente dentro del grupo objetivo de quienes pueden estar potencialmente interesados en realizar proyectos de biogás. Existen, por ejemplo, compañías de capital de riesgo que invierten específicamente en proyectos de biogás.

El segundo grupo objetivo está compuesto de individuos involucrados en alguna forma en un proyecto de biogás, ya sea como funcionarios de entidades gubernamentales, funcionarios de banco, personal de las empresas operadoras de energía o de gas, asesores o planificadores agrícolas, o como proveedores de plantas manufactureras o de componentes.

Sin embargo, esta Guía también se dirige a cualquiera que sea directa o indirectamente afectado por la realización de un proyecto de biogás. Está diseñada para saldar cualquier déficit de información y para contribuir a un mejor entendimiento de las preocupaciones mutuas.

La Guía tiene también como objetivo ser una fuente de motivación y ayuda para quienes toman decisiones, y que, debido a su cargo, se encuentran en posición de iniciar y/o emprender un proyecto de biogás. Esta publicación será de ayuda a organizaciones que puedan otorgar subsidios y a las agencias de energía, en su papel de multiplicadores.

1.5 Definición del alcance

Esta versión de la Guía ha sido adaptada para una audiencia internacional a partir de la versión alemana preparada por la Agencia de Recursos Renovables

(FNR). Se ha omitido materias referidas específicamente a Alemania y se ha añadido las ideas y enfoques que sean de interés internacional. En consecuencia, no se puede examinar aquí en detalle todos los temas de relevancia para los países en desarrollo y las economías emergentes. Por lo tanto, se ha puesto énfasis en presentar la tecnología requerida para una producción eficiente de biogás, lo cual puede contrastarse luego con las tecnologías existentes en cada país en particular.

1.5.1 Tecnología

Esta Guía se centra exclusivamente en el uso de biomasa para la producción y utilización de biogás. El énfasis principal está en las plantas en el sector agrícola así como en el área de aplicación para la utilización de residuos a partir del procesamiento de los productos agrícolas. Más específicamente, esta Guía no aborda, por ejemplo, la utilización de los residuos municipales y los lodos de desagüe. Además, se concentra en las tecnologías de biogás que se han probado en cierta medida en el mercado y que se han implementado comercialmente en múltiples ocasiones en Alemania.

Con respecto a la utilización del biogás, el énfasis está en la generación combinada de calor y electricidad ("combined heat and power", CHP). Los pequeños sistemas domésticos para utilización directa de gas in situ emplean una tecnología diferente menos intensiva en capital (acceso a la energía con la menor inversión posible de capital) y, por lo tanto, tampoco se incluyen aquí. Si bien en el presente documento se trata el mejoramiento del biogás a nivel de calidad de gas natural para alimentar la red del gas natural, otras publicaciones se dispone de evaluaciones pertinentes detalladas a las que se remite apropiadamente al lector.

Existen otras tecnologías que utilizan el biogás aparte de la CHP basada en motores (como las micro turbinas de gas o las celdas de combustible, o la utilización del biogás para el suministro local de combustible), pero éstas se tratan sólo en la medida en que se disponga de información científicamente validada para demostrar que la aplicación potencial de dichas tecnologías sería económicamente conveniente en el futuro previsible. Por lo tanto, esta Guía se centra en la producción del biogás utilizando procesos disponibles comercialmente y en el uso de biogás en motores de combustión interna para generar energía eléctrica utilizando tecnologías disponibles comercialmente.



1.5.2 Sustratos

La Guía trata de los sustratos que se utilizan actualmente a escala significativa en la industria alemana del biogás, independientemente de su origen (agricultura, paisajismo, autoridades locales, industrias que utilizan materia prima vegetal), y ya que éstos son sustratos para los que se dispone del mayor cuerpo de datos empíricos. Esta publicación enfatiza los sustratos agrícolas y los sustratos provenientes de la industria alimentaria ya que los mercados de biogás, especialmente los que están surgiendo, se concentrarán inicialmente en el uso de formas disponibles de biomasa antes de adoptar sustratos adicionales para uso generalizado. Sin embargo, los principios básicos descritos en esta Guía también pueden aplicarse a otros sustratos siempre y cuando se conozca las características de su digestión.

1.5.3 Actualidad de los datos

El trabajo de base y la recolección de datos para esta Guía respecto de la producción para la utilización del biogás se realizaron en 2008 y 2009. Consecuentemente, describe el estado de la cuestión en las plantas de biogás de Alemania a mediados de 2009. La referencia al marco legal, por ejemplo, es la Ley de Priorización de las Fuentes de Energía Renovable de Alemania (2009), la cual está sujeta a modificación periódica y se adapta de acuerdo con la situación del mercado (la modificación más reciente data del 1 de enero del 2012). En un contexto internacional, esta Ley puede verse como un ejemplo de cómo lanzar exitosamente un mercado de biogás. Dadas las diferentes circunstancias y condiciones marco, puede ser necesario implementar diferentes medidas para lograr resultados positivos.

1.5.4 Alcance de los datos

Esta Guía contiene no solamente hechos y datos que son necesarios para comprender la información y los procedimientos relevantes sino todos los que se requieren para hacer estimados y cálculos iniciales. Cualquier otro dato ha sido omitido en aras de una mayor claridad y transparencia.

La Guía es el resultado de una investigación cuidadosa y numerosos debates con expertos. Aunque no se afirma que los datos son absolutamente completos y exactos, esta Guía espera haber alcanzado su objetivo de realizar una presentación integral y muy exhaustiva de todas las áreas relevantes de la producción y utilización de biogás.

Fundamentos de la digestión anaeróbica

2

2.1 Generación de biogás

Como el nombre lo indica, el biogás se produce en un proceso biológico. En ausencia de oxígeno (anaeróbico significa sin oxígeno), la materia orgánica se descompone formando una mezcla de gases conocida como biogás. Ese proceso se encuentra ampliamente en la naturaleza y ocurre, por ejemplo, en los páramos o en el fondo de los lagos en pozos de lodo líquido y en el rumen de los rumiantes. La materia orgánica se convierte casi enteramente en biogás gracias a la acción de una gama de distintos microorganismos. También se genera energía (calor y nueva biomasa).

La mezcla de gases resultantes consiste principalmente de metano (50-75 vol. %) y de dióxido de carbono (25-50 vol. %). El biogás también contiene pequeñas cantidades de hidrógeno, sulfuro de hidrógeno, amoníaco y otros gases traza. La composición del gas está determinada esencialmente por los sustratos, la fermentación (digestión) y los distintos diseños técnicos de las plantas [2-1], [2-2], [2-3], [2-4]. El proceso por el que se forma el biogás puede dividirse en una serie de pasos (ver Figura 2.1). Las etapas individuales de descomposición (degradación) deben coordinarse y armonizarse entre sí de la mejor manera posible para asegurar que el proceso en conjunto se desarrolle sin tropiezos.

Durante la primera etapa, **la hidrólisis**, los compuestos complejos del material inicial (como carbohidratos, proteínas y grasas) se dividen en compuestos orgánicos más simples (por ejemplo aminoácidos, azúcares y ácidos grasos). Las bacterias hidrolíticas que participan en esta etapa liberan enzimas que descomponen el material por medios bioquímicos.

Los productos intermedios formados por este proceso se dividen luego durante **la acidogénesis** (la fase de acidificación) por medio de bacterias fermentadoras (que forman ácidos) para formar ácidos grasos más bajos (acético, prebiótico y butírico) junto con

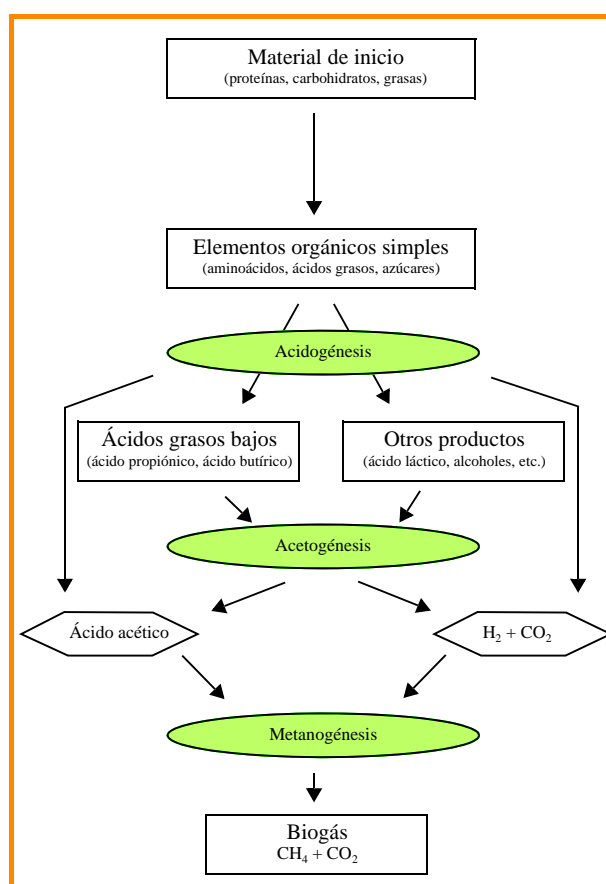


Figura 2.1: Representación esquemática de la descomposición anaeróbica

dióxido de carbono e hidrógeno. Además, también se forma pequeñas cantidades de ácido láctico y de alcoholes. La naturaleza de los productos formados en esta etapa es influida por la concentración del hidrógeno intermedio.

En **la acetogénesis**, es decir, la formación de ácido acético, estos productos se convierten luego por medio de bacterias acetogénicas en precursores de biogás (ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono). Al respecto, es particularmente importante la presión parcial del hidrógeno. Un contenido de hidrógeno excesivo

vamente alto impide la conversión de los productos intermedios de la acidogénesis por razones relacionadas con la energía. En consecuencia, se acumulan los ácidos orgánicos, como el ácido propiónico, el ácido isobutírico, el ácido isovalérico y el ácido hexanoico, e inhiben la formación del metano. Por esta razón, las bacterias acetogénicas (bacterias que forman hidrógeno) deben coexistir en una comunidad biótica cerrada (biocenosis) con las arqueas que consumen hidrógeno, las cuales consumen hidrógeno junto con dióxido de carbono durante la formación de metano (transferencia de hidrógeno entre especies), asegurando así un ambiente aceptable para las bacterias acetogénicas [2-5].

Durante la fase subsiguiente, **la metanogénesis**, la etapa final de generación de biogás, sobre todo el ácido acético pero también el hidrógeno y el dióxido de carbono se convierten en metanos por medio de arqueas metanogénicas estrictamente anaeróbicas. Los metanógenos hidrogenotróficos producen metano a partir del hidrógeno y del dióxido de carbono, mientras que las bacterias acetoclásticas que forman metano lo producen por división del ácido acético. En las condiciones prevalecientes en las plantas de biogás agrícolas a tasas de carga orgánica más elevadas, el metano se forma principalmente por medio de la vía de reacción que utiliza hidrógeno, aunque es solamente a tasas de carga orgánica relativamente bajas que se forma el metano por medio de la vía de reacción que involucra la división del ácido acético [2-7], [2-8]. De la digestión del lodo de desagüe se sabe que el 70% del metano se origina de la división del ácido acético y solamente el 30% de la utilización del hidrógeno. Sin embargo, en una planta de biogás agrícola, esto es así efectivamente sólo en los mejores casos de digestores de alta capacidad con tiempos de retención muy cortos [2-7], [2-9]. La investigación reciente confirma que la transferencia de hidrógeno entre especies es en efecto lo que determina la tasa de formación de metano [2-10].

Esencialmente las cuatro fases de la degradación anaeróbica ocurren simultáneamente en un proceso de etapa única. Sin embargo, como las bacterias involucradas en las diferentes fases de degradación tienen distintas necesidades en términos de hábitat (respecto del valor de pH y la temperatura, por ejemplo), se tiene que encontrar una solución de compromiso en la tecnología del proceso. Ya que los microorganismos metanogénicos son el eslabón más débil en la biocenosis debido a su baja tasa de crecimiento y son los más sensibles en responder a las perturbaciones, se tiene que adaptar las condiciones ambientales a las necesi-

dades de las bacterias que forman metano. Sin embargo, en la práctica, cualquier intento de separar físicamente la hidrólisis y la acidogénesis de la metanogénesis implementando dos etapas distintas en el proceso (gestión del proceso en dos fases) tendrá éxito sólo limitadamente porque, a pesar del bajo valor de pH en la etapa de hidrólisis ($\text{pH} < 6,5$), todavía se formará algo de metano. El gas de hidrólisis resultante entonces contiene también metano además de dióxido de carbono y de hidrógeno. Por eso se tiene que utilizar o tratar el gas de hidrólisis para evitar consecuencias ambientales negativas y riesgos de seguridad [2-11].

En los procesos multi-etapas, se pueden establecer diferentes ambientes en cada etapa del digestor dependiendo del diseño de la planta de biogás y de su régimen operativo, así como de la naturaleza y concentración de la masa fresca utilizada como sustrato. A su vez las condiciones del ambiente afectan la composición y actividad de la biocenosis microbiana y, de esta manera tienen una influencia directa en los productos metabólicos resultantes.

2.2 Condiciones ambientales en el reactor

Cuando se describe las condiciones ambientales es necesario distinguir entre la digestión húmeda y la digestión en estado sólido (conocida también digestión seca), porque los dos procesos difieren significativamente en términos de contenido de agua, contenido de nutrientes y transporte de masa. (Los términos digestión y fermentación a veces se usan también de manera intercambiable). Las siguientes descripciones tratan sólo de la digestión húmeda, debido a que es la práctica dominante.

2.2.1 Oxígeno

Las arqueas metanogénicas se encuentran entre los organismos vivientes más antiguos del planeta ya que aparecieron hace 3 a 4 mil millones de años, mucho antes que se formara la atmósfera tal como la conocemos. Incluso hoy por lo tanto, estos microorganismos siguen dependiendo de un ambiente carente de oxígeno. La mayoría de estas especies muere incluso ante pequeñas cantidades de oxígeno. Sin embargo, como regla general es imposible impedir completamente la introducción de oxígeno en el digestor. La razón por la que la actividad de las arqueas metanogénicas no se inhibe inmediatamente o el por qué, en el peor de los

Desde el punto de vista biológico, una subdivisión estricta de los procesos en digestión húmeda y de estados sólidos (seca) induce a error, ya que los microorganismos que participan en el proceso de digestión siempre requieren un medio líquido en el cual puedan sobrevivir y crecer.

Además a menudo surgen malentendidos cuando se define el contenido de materia seca de la masa fresca que se va a digerir, ya que es una práctica común el utilizar varios sustratos (material de insumo) diferentes, cada uno con un contenido de materia seca diferente. Al respecto debe quedar claro para el operador que la clasificación de proceso no queda determinada por el contenido de materia seca de los sustratos individuales sino el contenido de materia seca de la mezcla de sustratos con la que se alimenta al digestor.

La clasificación en digestión húmeda o seca, por lo tanto depende del contenido de materia seca de lo que se contiene en el digestor. Cabe reiterar que en ambos casos los microorganismos requieren suficiente agua en su entorno inmediato.

Aunque no hay una definición precisa de la diferenciación entre digestión húmeda y seca, en la práctica se ha hecho habitual hablar de digestión húmeda cuando se utilizan cultivos energéticos con un contenido de materia seca de hasta aproximadamente 12% en el digestor, debido a que los contenidos del digestor generalmente todavía se pueden bombear con este contenido de agua. Si el contenido de materia seca en el digestor se eleva a 15-16 % o más, el material ya no se puede bombear y el proceso se conoce como digestión seca.

casos, no mueren todas, es que coexisten con bacterias que consumen oxígeno de las etapas precedentes de la degradación [2-1], [2-2]. Algunas de ellas son lo que se conoce como bacterias anaeróbicas facultativas. Éstas son capaces de sobrevivir tanto bajo la influencia del oxígeno como completamente sin oxígeno. Siempre y cuando la carga de oxígeno no sea demasiado alta, consumen el oxígeno antes de que dañe a las arqueas metanogénicas que dependen de un entorno totalmente libre de oxígeno. Por lo tanto, como regla general, el oxígeno atmosférico introducido en el espacio del gas del digestor para la desulfuración biológica no tiene un impacto negativo en la formación de metano [2-6].

2.2.2 Temperatura

El principio general es que la tasa de reacciones químicas se incrementa con la temperatura ambiente. Sin embargo, esto se aplica sólo parcialmente a la descomposición biológica y a los procesos de conversión. En estos casos tenemos que recordar que los microorganismos involucrados en el proceso metabólico tienen distintas temperaturas óptimas [2-1]. Si la temperatura está por encima o por debajo de su rango óptimo, los microorganismos relevantes pueden inhibirse o, en los casos extremos, sufrir un daño irremediable.

Los microorganismos que participan en la descomposición se pueden dividir en tres grupos según sus temperaturas óptimas. Se distingue entre organismos psicrófilicos, mesófilico y termófilicos [2-13]:

- Las condiciones óptimas para los microorganismos psicrófilicos son a temperaturas por debajo de los 25 °C. A estas temperaturas aunque no hay necesidad de calentar los sustratos o el digestor, sólo se puede lograr un bajo desempeño de degradación y de producción de gas. Por lo tanto, como regla general no es factible la operación económica de las plantas de biogás.
- La mayoría de bacterias conocidas que forman metano tienen su crecimiento óptimo en el rango de temperaturas mesófilas entre 37 y 42 °C. Las plantas de biogás que operan en el rango mesófilico son las más generalizadas en la práctica debido a sus rendimientos de gas relativamente altos y a que se obtiene una buena estabilidad del proceso en este rango de temperatura [2-6].
- Si se desea eliminar los gérmenes dañinos por medio de la higienización del sustrato o si se usa como sustrato sub-productos o desechos que tienen una temperatura intrínseca alta (agua de proceso, por ejemplo), los cultivos termófilicos son una opción conveniente para el proceso de digestión. Su rango óptimo de temperaturas se sitúa entre 50 y 60 °C. La elevada temperatura del proceso ocasiona una tasa más alta de descomposición y una menor viscosidad. Sin embargo, se debe considerar que puede requerirse más energía para calentar el proceso de fermentación. En este rango de temperatura, el proceso de fermentación es más sensible a las perturbaciones o irregularidades en el suministro del sustrato o en el régimen operativo del digestor porque en condiciones termófilas hay menos especies diferentes de microorganismos metanogénicos presentes [2-6].

Se ha demostrado en la práctica que las fronteras entre rangos de temperaturas son fluidas y son sobre todo los cambios rápidos de temperaturas los que dañan

los microorganismos, mientras que si la temperatura cambia lentamente los microorganismos metanogénicos pueden ajustarse a diferentes niveles de temperaturas. Por lo tanto, no es tanto la temperatura absoluta la que es crucial para el manejo estable del proceso, sino la estabilidad a un cierto nivel de temperatura.

El fenómeno de auto-calentamiento se observa con frecuencia en la práctica y merece mención en relación con este punto. Este efecto ocurre cuando los sustratos consisten en gran medida de carbohidratos que se utilizan en ausencia de materiales de insumo líquidos y sin contenedores bien aislados. El auto-calentamiento es atribuible a la producción de calor por grupos individuales de microorganismos durante la descomposición de los carbohidratos. La consecuencia puede ser que en un sistema que opera originalmente en condiciones mesófilas, la temperatura se eleva a entre 43 a 48 °C. Dado el respaldo analítico intenso y la regulación de proceso que se le asocia, se puede manejar el cambio de temperatura con pequeñas reducciones en la producción de gas por cortos periodos [2-12]. Sin embargo, sin las intervenciones necesarias en el proceso (como la reducción de las cantidades de insumos) los microorganismos son incapaces de adaptarse al cambio de temperatura y, en el peor de los casos, la producción de gas puede detenerse por completo.

2.2.3 Valor de pH

La situación respecto del valor de pH es similar a la de la temperatura. Los microorganismos que participan en las distintas etapas de descomposición requieren diferentes valores de pH para un crecimiento óptimo. El pH óptimo de las bacterias de hidrólisis y que forman ácidos está en un rango que va de pH 5,2 a pH 6,3, por ejemplo [2-6]. No dependen totalmente de dichos valores, sin embargo, ya que son capaces de convertir sustratos a un valor de pH ligeramente más alto. La única consecuencia es que su actividad se reduce ligeramente. En contraste, un valor de pH en el rango neutral de 6,5 a 8 es absolutamente esencial para las bacterias que forman ácido acético y para las arqueas metanogénicas [2-8]. En consecuencia, si el proceso de fermentación ocurre en un solo digestor, debe mantenerse este rango de pH.

Independientemente de si el proceso es de una sola etapa o de varias etapas, el valor de pH se establece automáticamente dentro del sistema gracias a los productos metabólicos alcalinos y ácidos formados en el curso de la descomposición anaeróbica [2-1]. La siguiente reacción en cadena, sin embargo, muestra cuán sensible es este equilibrio.

Si se alimenta demasiada materia orgánica al proceso en un periodo demasiado corto, por ejemplo, o si se inhibe la metanogénesis por alguna otra razón, se acumularán los productos metabólicos ácidos resultantes de la acidogénesis. Normalmente, el valor de pH se establece en el rango neutral gracias al tampón de carbonato y amoníaco. Si se agota la capacidad tampón del sistema, es decir si se han acumulado demasiados ácidos orgánicos, cae el valor de pH. A su vez, esto incrementa el efecto inhibitorio del sulfuro de hidrógeno y del ácido propiónico en la medida en que el proceso en el digestor se detiene rápidamente. Por otro lado, el valor de pH puede elevarse si se libera el amoníaco como resultado de la división de compuestos del nitrógeno orgánico. El amoníaco reacciona con el agua para formar amonio. El efecto inhibitorio del amoníaco incrementa en consecuencia. Sin embargo, con respecto al control del proceso, debe recordarse que debido a su inercia, aunque el valor de pH es sólo de uso limitado para controlar la planta, siempre debería medirse en vista de su gran importancia.

2.2.4 Suministro de nutrientes

Los microorganismos involucrados en la degradación anaeróbica tienen necesidades específicas a su especie en términos de macronutrientes, micronutrientes y vitaminas. La concentración y disponibilidad de estos componentes afecta la tasa de crecimiento y la actividad de las distintas poblaciones. Existen concentraciones mínimas y máximas específicas a las especies que son difíciles de definir debido a la variedad de diferentes cultivos y su adaptabilidad que a veces es considerable. Para obtener tanto metano como sea posible de los sustratos se debe asegurar un suministro óptimo de nutrientes a los microorganismos. La cantidad de metano que se puede obtener finalmente de los sustratos dependerá de las proporciones de proteínas, grasas y carbohidratos que contengan. Estos factores influyen de manera similar los requisitos de nutrientes específicos [2-18].

Se necesita una tasa equilibrada entre macronutrientes y micronutrientes para asegurar un manejo estable del proceso. Luego del carbón, el nutriente que más se necesita es el nitrógeno. Se necesita para la formación de enzimas que se encargan del metabolismo. La proporción C:N de los sustratos es, por lo tanto, crucial. Si esta proporción es demasiado elevada (mucho C pero no mucho N), el metabolismo inadecuado resultante puede hacer que el carbón presente en el sustrato no se convierta por completo,

Tabla 2.1: Concentraciones favorables de oligoelementos de acuerdo con diversas fuentes referenciales

Oligoelementos	Rango de concentración [mg/l]			
	como en [2-18]	como en [2-19]	como en [2-16] ^a	como en [2-17] ^b
Co	0,003-0,06	0,003-10	0,06	0,12
Ni	0,005-0,5	0,005-15	0,006	0,015
Se	0,08	0,08-0,2	0,008	0,018
Mo	0,005-0,05	0,005-0,2	0,05	0,15
Mn	no especificado	0,005-50	0,005-50	no especificado
Fe	1-10	0,1-10	1-10	no especificado

a. Concentración mínima absoluta en plantas de biogás

b. Concentración óptima recomendada

de manera que no se logrará el máximo rendimiento posible de metano. En el caso inverso, un exceso de nitrógeno puede llevar a la formación de cantidades excesivas de amoníaco (NH_3), el cual incluso en bajas concentraciones inhibirá el crecimiento de las bacterias y, en el peor caso, puede ocasionar el colapso completo de la población de microorganismos [2-2]. Para que el proceso discurra sin interrupción, la proporción C:N tiene que estar en el rango de 10-30:1. Aparte del carbón y del nitrógeno, el fósforo y el azufre son también nutrientes esenciales. El azufre es una parte constituyente de los aminoácidos, y los compuesto fosfóricos son necesarios para formar el adenosín trifosfato (ATP) y la nicotinamida adenina dinucleótido fosfato (NADP) que actúan como portadores de energía. Para suministrar suficientes nutrientes a los microorganismos la proporción C:N:P:S en el reactor debe ser de 600:15:5:3 [2-14].

También es vital para la supervivencia de los microorganismos, aparte de los macronutrientes, un suministro adecuado de ciertos oligoelementos. Generalmente, en la mayoría de plantas de biogás agrícolas se logra cubrir la demanda de micronutrientes, particularmente cuando se alimenta la planta con excremento animal. Sin embargo, es muy común comprobar la deficiencia de oligoelementos en la mono-fermentación de los cultivos energéticos. Los elementos que requieren las arqueas metanogénicas son cobalto (Co), níquel (Ni), molibdeno (Mo) y selenio (Se) y a veces también el tungsteno (W). Ni, Co y Mo son necesarios como co-factores para reacciones esenciales de su metabolismo [2-15], [2-16]. El magnesio (Mg), hierro (Fe) y manganeso (Mn) también son

micronutrientes importantes que se necesitan para el transporte de electrones y el funcionamiento de ciertas enzimas.

La concentración de oligoelementos en el reactor es entonces una variable de referencia crucial. Una comparación de varias fuentes bibliográficas sobre este tema revela un rango sumamente grande de variación (a veces por un factor incluso de 100) en las concentraciones de oligoelementos que se consideran esenciales.

Los rangos de concentración que se muestran en la Tabla 2.1 son aplicables sólo en parte a las plantas de biogás agrícolas debido a que en algunos casos los estudios descritos en estas fuentes se llevaron a cabo en el sector de aguas servidas bajo distintas condiciones iniciales y utilizando diferentes métodos de investigación. Más aún, la amplitud de estos rangos es muy grande y se da muy poco detalle sobre las condiciones prevalentes en el proceso (por ejemplo tasa de carga orgánica, tiempo de retención, etc.). Los oligoelementos pueden formar compuestos poco solubles con fosfatos, sulfuros y carbonatos libres en el reactor, en cuyo caso no están disponibles para los microorganismos. Un análisis de las concentraciones de oligoelementos en el material de alimentación puede entonces proporcionar información no confiable sobre la disponibilidad de los oligoelementos, ya que meramente determina la concentración total. En consecuencia, se tiene que añadir al proceso grandes cantidades de oligoelementos que lo que sería necesario únicamente para compensar por una concentración deficiente. Cuando se determina necesidades, siempre hay que tomar en cuenta las concentraciones de oligoelementos de todos los sustratos. Es bien sabido, gracias a los análisis de concentraciones de oligoelementos de varios alimentos animales, que están sujetos a una considerable fluctuación. Esto hace que sea extremadamente difícil optimizar la dosis de oligoelementos en situaciones de déficit.

No obstante, para evitar una sobre-dosis de oligoelementos, se debe determinar la concentración de micronutrientes en el digestor antes de añadir los oligoelementos. La sobre-dosis puede resultar en una concentración de metales pesados en el digestato (residuo de la fermentación) que exceda el nivel permisible para uso agrícola, en cuyo caso el digestato no se puede utilizar como fertilizante orgánico.

2.2.5 Inhibidores

La producción de gas puede inhibirse por varias razones. Estas incluyen causas técnicas que afectan la operación de la planta (confrontar la Sección 5.4, Manejo

de la Perturbación). Las sustancias conocidas como inhibidores también pueden hacer más lento el proceso. Existen sustancias que, bajo ciertas circunstancias, incluso en pequeñas cantidades, bajan la tasa de descomposición o, en concentraciones tóxicas, detienen por completo el proceso de descomposición. Se debe hacer una distinción entre inhibidores que ingresan al digestor a través de la adición de sustrato y aquellos que se forman como productos intermedios a partir de las etapas individuales de descomposición.

Cuando se considera cómo se alimenta un digestor se debe recordar que añadir excesivo sustrato también puede inhibir el proceso de digestión porque cualquier constituyente de un sustrato puede tener un efecto dañino en las bacterias si su concentración es demasiada alta. Esto se aplica en particular a sustancias como los antibióticos, desinfectantes, solventes, herbicidas, sales y metales pesados que en cantidades incluso pequeñas pueden inhibir el proceso de descomposición. La introducción de antibióticos generalmente se atribuye a la adición de bosta agrícola o grasas animales, aunque el efecto inhibitorio de los antibióticos específicos varía mucho. Sin embargo, incluso algunos oligoelementos esenciales pueden también ser tóxicos para los microorganismos si están presentes en concentraciones excesivamente altas. Como los microorganismos son capaces de adaptarse a dichas sustancias hasta cierto grado, es difícil determinar la concentración en la cual una sustancia se torna dañina [2-2]. Algunos inhibidores también actúan con otras sustancias. Por ejemplo, los metales pesados sólo tienen un impacto dañino sobre el proceso de digestión si están presentes en solución. De cualquier manera, están enlazados por el sulfuro de hidrógeno, que se forma también en el proceso de digestión, y se precipitan como sulfuros poco solubles. Debido a que H_2S se forma casi siempre durante la fermentación del metano, no se espera generalmente que los metales pesados perturben el proceso [2-2]. Sin embargo, esto no es igualmente válido para los compuestos de cobre, que son tóxicos incluso en concentraciones muy bajas (40-50 miligramos/litros) debido a su efecto antibacteriano. En los fondos agrícolas pueden entrar en el ciclo de producción por la desinfección de los cascos de los animales, por ejemplo.

En el curso de la fermentación, se forma toda una gama de sustancias capaces de inhibir el proceso. Una vez más, sin embargo, vale la pena llamar la atención aquí sobre la gran adaptabilidad de las bacterias: no se puede asumir que haya límites absolutos aplicables universalmente. En particular, incluso las bajas concentraciones de amoníaco no iónico libre (NH_3) tienen un impacto dañino sobre las bacterias. Este amoníaco

Tabla 2.2: Inhibidores en procesos de descomposición anaeróbica y concentraciones perjudiciales [2-14]

Inhibidor	Concentración inhibitoria	Comentarios
Oxígeno	> 0,1 mg/l	Inhibición de arqueas metanogénicas anaeróbicas obligadas
Sulfuro de hidrógeno	> 50 mg/l H_2S	El efecto inhibitorio se eleva a medida que cae el valor de pH.
Ácidos grasos volátiles	> 2.000 mg/l HAc (pH = 7,0)	El efecto inhibitorio se eleva a medida que cae el valor de pH. Gran adaptabilidad de las bacterias.
Nitrógeno de amoníaco	> 3.500 mg/l NH_4^+ (pH = 7,0)	El efecto inhibitorio se eleva a medida de que se eleva el valor de pH y la temperatura. Gran adaptabilidad de las bacterias.
Metales pesados	Cu > 50 mg/l Zn > 150 mg/l Cr > 100 mg/l	Sólo los metales disueltos tienen un efecto inhibitorio. La desintoxicación se hace por medio de la precipitación de sulfuros.
Desinfectantes, antibióticos	no especificado	Efecto inhibitorio específico para el producto

libre está en equilibrio con la concentración de amonio (NH_4^+) (el amoníaco reacciona con el agua para formar amonio y un ión de OH^- y viceversa). Esto significa que con un valor de pH cada vez más alcalino, en otras palabras a medida se eleva la concentración de iones OH^- , el equilibrio cambia y la concentración de amoníaco se incrementa. Una elevación del valor de pH de 6,5 a 8,0, por ejemplo, ocasiona un incremento de 30 veces de la concentración de amoníaco libre. Una elevación en la temperatura dentro del digestor resulta también en un cambio en el equilibrio en la dirección del amoníaco con su efecto inhibidor. Para un sistema de digestión que no está adaptado a las altas concentraciones de nitrógeno, el umbral de inhibición cae en un rango de 80 a 250 mg/l NH_3 [2-2]. Dependiendo del valor de pH y de la temperatura de la digestión, esto es equivalente a una concentración de amonio de 1,7-4 g/l. La experiencia muestra que la inhibición del nitrógeno del proceso de biogás puede esperarse a una concentración total de nitrógeno amoniacal de 3000-3,500 mg/l [2-18].

Otro producto del proceso de digestión es el sulfuro de hidrógeno (H_2S), que cuando está disuelto y

no disociado puede inhibir el proceso de descomposición en forma de citotoxina en concentraciones de apenas 50 mg/l. A medida que cae el valor de pH, la proporción de H_2S libre se eleva, incrementando el riesgo de inhibición. Una manera posible de reducir la concentración de H_2S es mediante la precipitación como sulfuros con ayuda de iones de hierro. El H_2S también reacciona con otros metales pesados y es enlazado y sale en forma de precipitado acompañado por la formación de iones de sulfuros (S^{2-}) [2-2]. Sin embargo, como se mencionó previamente, el azufre también es un macronutriente importante. Como se necesita una concentración adecuada de azufre para la formación de enzimas, la precipitación excesiva en la forma de sulfuros puede, a su vez, inhibir la meta-nogénesis.

El efecto inhibitorio de una sustancia dada depende entonces de una serie de factores distintos y es difícil definir valores límites fijos. La Tabla 2.2. muestra una lista de varios inhibidores.

2.3 Parámetros operativos

2.3.1 Tasa de carga orgánica y tiempo de retención del digestor

Cuando se diseña y construye una planta de biogás, se presta la mayor atención a las consideraciones económicas. En consecuencia, cuando se está eligiendo el tamaño del digestor, el enfoque no está necesariamente en el mayor rendimiento de gas o en una descomposición completa de la materia orgánica contenida en el sustrato. Si el objeto era lograr la descomposición completa de los constituyentes orgánicos se puede requerir tiempos de retención muy largos del sustrato en el digestor, y tanques de gran volumen debido a que algunas sustancias toman mucho tiempo para descomponerse, si es que se llegan a descomponer completamente. Por lo tanto, el objetivo debe ser lograr una óptima degradación a un costo económico aceptable.

En este sentido, la tasa de carga orgánica es un parámetro operativo crucial. Indica cuántos kilogramos de sólidos volátiles (VS) o de materia orgánica seca pueden alimentarse al digestor por m^3 de volumen de trabajo por unidad de tiempo [2-1]. La tasa de carga orgánica se expresa como $kg\ VS/(m^3 \cdot d)$.

$$B_R = \frac{\dot{m} \cdot c}{V_R \cdot 100} \quad [kg\ VS\ m^{-3}\ d^{-1}]$$

Ecuación 2.1: Tasa de carga orgánica (TCO)

(\dot{m} = cantidad de sustrato añadido por unidad de tiempo [kg/d]; c = concentración de materia orgánica (sólidos volátiles) [% VS]; V_R = volumen del reactor [m^3])

La tasa de carga orgánica se puede especificar para cada etapa (recipiente a prueba de fugas de gas, aislado y calentado), para el sistema en conjunto (volúmenes totales de trabajo de todas las etapas) y con o sin re-circulación del material. El cambio en las variables de referencia puede llevar a resultados que a veces difieren ampliamente para la tasa de carga orgánica de una planta. Para obtener la comparación más significativa de las tasas de carga orgánicas de diversas plantas de biogás, es aconsejable determinar este parámetro para el sistema completo sin considerar la re-circulación del material, en otras palabras, exclusivamente para el sustrato fresco.

Otro parámetro relevante para decidir sobre el tamaño del recipiente es el tiempo de retención hidráulica (TRH). Esto es el tiempo promedio calculado que un sustrato permanece en el digestor hasta su descarga [2-1]. El cálculo implica determinar la proporción entre el volumen del reactor (V_R) respecto del volumen del sustrato añadido diariamente (\dot{V}) [2-2]. El tiempo de retención hidráulica se expresa en días.

$$HRT = \frac{V_R}{\dot{V}} \quad [d]$$

Ecuación 2.2: Tiempo de retención hidráulica

(V_R = volumen del reactor [m^3]; \dot{V} = volumen del sustrato añadido diariamente [m^3/d])

El tiempo de retención real diferirá de lo anterior porque los componentes individuales se descargan del digestor a diferentes tasas dependiendo del grado de mezclado, por ejemplo cuando hay flujos de circuito corto. Existe una correlación estrecha entre la tasa de carga orgánica y el tiempo de retención hidráulica (Figura 2.2).

Si se asume que la composición no cambia, a medida que se eleva la tasa de carga orgánica se añade más insumo al digestor y en consecuencia se acorta el tiempo de retención. Para poder mantener el proceso de digestión, debe elegirse el tiempo de retención hidráulica de tal manera que el reemplazo constante de los contenidos del reactor no elimine más microorganismos que los que el nuevo crecimiento puede repo-

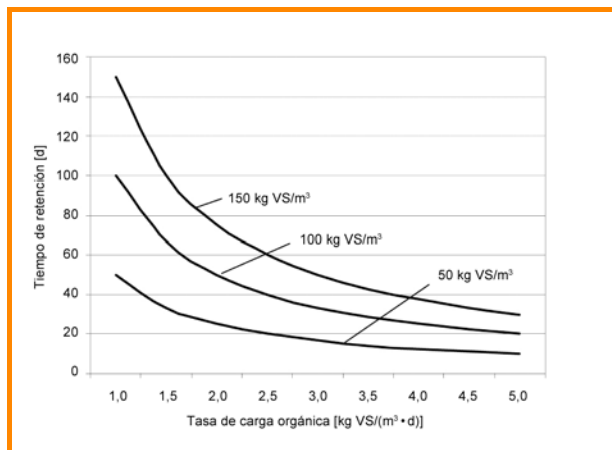


Figura 2.2: Correlación entre la tasa de carga orgánica y el tiempo de retención hidráulica para diversas concentraciones de sustrato

ner durante este tiempo (la tasa de duplicación de ciertas arqueas metanogénicas, por ejemplo, es 10 días o más) [2-1]. También debería recordarse que con un tiempo de retención corto los microorganismos tendrán poco tiempo para degradar el sustrato y, consecuentemente, el rendimiento de gas será inadecuado. Por lo tanto, es igualmente importante, adaptar el tiempo de retención a la tasa específica de descomposición de los sustratos. Si la cantidad añadida por día es conocida, el volumen necesario del reactor puede calcularse junto con la degradabilidad del sustrato y el tiempo de retención deseado.

El propósito principal de los parámetros operativos que acabamos de presentar de una planta de biogás es describir la situación de carga, por ejemplo para comparar diferentes plantas de biogás. Solamente durante el proceso de arranque los parámetros pueden ayudar a controlar la planta para lograr una elevación lenta y permanente. Normalmente, se presta la mayor atención a la tasa de carga orgánica. En el caso de plantas con grandes volúmenes de líquido por el lado del insumo y un bajo contenido de material orgánico degradable (plantas de lodo líquido), el tiempo de retención es más importante.

2.3.2 Productividad, rendimiento y grado de degradación

La productividad ($P_{(CH_4)}$), rendimiento ($A_{(CH_4)}$) y el grado de degradación (η_{VS}) son parámetros que describen apropiadamente el desempeño de una planta de biogás. La producción de gas en relación al volumen del digestor se conoce como la productividad de la planta. Ésta se define como el cociente de producción diaria de gas y volumen del reactor y, en conse-

cuencia, es una indicación de la eficiencia de la planta [2-20]. La productividad puede relacionarse a la producción de biogás ($P_{(biogás)}$) y a la producción de metano ($P_{(CH_4)}$) y se expresa en $Nm^3/(m^3 \cdot d)$.

$$P_{(CH_4)} = \frac{\dot{V}_{(CH_4)}}{V_R} \quad [Nm^3 \cdot m^{-3} \cdot d^{-1}]$$

Ecuación 2.3: Productividad del metano ($\dot{V}_{(CH_4)}$ = producción de metano [Nm^3/d]; V_R = volumen del reactor [m^3])

La producción de gas expresada en relación a los materiales de insumo es el rendimiento [2-8]. Asimismo, el rendimiento puede relacionarse con la producción de biogás ($A_{(biogás)}$) o la producción de metano ($A_{(CH_4)}$). Esto se define como el cociente entre el volumen de gas producido y la cantidad de materia orgánica añadida, y se expresa en Nm^3/t VS.

$$A_{(CH_4)} = \frac{\dot{V}_{(CH_4)}}{\dot{m}_{oTS}} \quad [Nm^3 \cdot t^{-1} \cdot VS]$$

Ecuación 2.4: Rendimiento de metano ($\dot{V}_{(CH_4)}$ = producción de metano [Nm^3/d]; \dot{m}_{VS} = sólidos volátiles añadidos [t/d])

Los rendimientos denotan la eficiencia de la producción de biogás o de la producción de metano a partir de los sustratos cargados. Sin embargo son de poco valor informativo en tanto parámetros individuales, porque no incluyen la carga efectiva del digestor. Por esta razón, los rendimientos deberían considerarse siempre en relación con la tasa de carga orgánica.

El grado de degradación (η_{VS}) proporciona información sobre la eficiencia con la cual se convierten los sustratos. El grado de degradación puede determinarse sobre la base de los sólidos volátiles (VS) o de la demanda química de oxígeno (DQO). Dados los métodos analíticos utilizados más comúnmente en la práctica, es aconsejable determinar el grado de degradación de los sólidos volátiles [2-20].

$$\eta_{oTS} = \frac{oTS_{Sub} \cdot m_{zu} - (oTS_{Abl} \cdot m_{Abl})}{oTS_{Sub} \cdot m_{zu}} \cdot 100 \quad [\%]$$

Ecuación 2.5: Grado de degradación (η_{VS}) de la biomasa (VS_{Sub} = sólidos volátiles de masa fresca añadida [kg/t FM]; m_{zu} = masa fresca añadida [t]; VS_{Abl} = contenido de sólidos volátiles de la descarga del digestor [kg/t FM]; m_{Abl} = masa del digestato [t])

2.3.3 Mezclado

Para obtener altos niveles de producción de biogás tiene que haber un contacto intenso entre las bacterias y el sustrato, lo cual se logra generalmente a través de un mezclado exhaustivo en el tanque de digestión [2-1]. Salvo que ocurra este mezclado exhaustivo en el digestor, luego de un cierto tiempo se puede observar el la separación de la mezcla junto con la formación de capas. Esto se atribuye a las diferencias en la densidad de los distintos constituyentes de los sustratos y también al empuje ascendente de la formación de gas. Cuando ocurre esto, la masa bacteriana se reúne en la capa inferior como resultado de su densidad más alta, mientras que el sustrato a ser descompuesto se reúne a menudo en la capa superior. En tales casos, el área de contacto se limita al área limítrofe entre estas dos capas y ocurre poca degradación. Además, algunos sólidos flotan hacia la parte superior formando una capa de escoria que hace más difícil el escape del gas [2-21].

Por lo tanto, es importante promover el contacto entre microorganismos y sustrato mezclando los contenidos del tanque de digestión. Sin embargo, debe evitarse el mezclado excesivo. En particular, las bacterias que forman ácido acético (activo en la acetogénesis) y las arqueas en la metano-génesis forman una comunidad biótica estrecha que es sumamente importante si se quiere que el proceso de formación de biogás proceda sin perturbaciones. Si se destruye esta comunidad biótica por exceso de cizallamiento de fuerzas como resultado de un intenso mezclado, la descomposición anaeróbica puede ser afectada negativamente.

Por lo tanto, se necesita encontrar una solución de compromiso en la que ambas condiciones se satisfagan adecuadamente. En la práctica, esto se logra normalmente con agitadores que rotan lentamente y que ejercen sólo bajas fuerzas de cizallamiento, pero también mezclando íntegramente los contenidos del reactor a ciertos intervalos (es decir, sólo por un periodo corto y predefinido). En la Sección 3.2.2.3 se trata de otras cuestiones técnicas relacionadas al mezclado.

2.3.4 Potencial de generación de gas y actividad metanogénica

2.3.4.1 Rendimiento de gas posible

La cantidad de biogás producida en una planta de biogás depende esencialmente de la composición de los sustratos. Para determinarla, de ser posible debe llevarse a cabo una prueba de digestión con la mezcla relevante de sustratos [2-22]. Si esto no es posible, se puede estimar el rendimiento de gas a partir de la suma de rendimientos de gas de los sustratos que conforman el insumo, asumiendo que se dispone de valores de rendimiento de gas para los sustratos individuales a partir de tablas de referencia [2-23].

Para sustratos menos comunes, para los cuales no hay datos disponibles de pruebas de digestión, el rendimiento de gas puede estimarse con la ayuda del coeficiente de digestión, porque existen paralelos entre los procesos de descomposición en una planta de biogás y los procesos de digestión en los rumiantes [2-3]. Las cifras requeridas para esta determinación pueden tomarse de las tablas de composición de alimentos para animales de la Sociedad Agrícola Alemana (DLG) en el caso de materias primas renovables (cultivos energéticos). Estas tablas muestran las concentraciones de ceniza cruda (CA), fibra cruda (CF), lípidos crudos (CL), proteína cruda (CP) y extracto libre de nitrógeno (NFE) en relación con la materia seca (DM) a partir del análisis de alimentos de Weende y sus coeficientes de digestibilidad (DC). Las concentraciones de CF y NFE tomadas en conjunto forman la concentración de carbohidratos.

Se puede asignar rendimientos de gas y concentraciones de metano específicos a los diversos grupos de sustancias. Estos se derivan de las distintas concentraciones relativas de carbono en cada caso (Tabla 2.3) [2-6], [2-25].

Se puede utilizar estos datos para calcular los sólidos volátiles y las masas respectivas de los grupos de sustancias diferibles por kg de materia seca [2-24]:

Concentración de VS:

$(1000 - \text{ceniza cruda}^1)/10$ [% DM]

Proteína digerible:

$(\text{proteína cruda} \cdot \text{DC}_{\text{CP}})/1000$ [kg/kg DM]

Grasa digerible:

$(\text{grasa cruda} \cdot \text{DC}_{\text{CL}})/1000$ [kg/kg DM]

Carbohidratos digeribles:

$((\text{fibra cruda} \cdot \text{DC}_{\text{RF}}) + (\text{NFE} \cdot \text{DC}_{\text{NFE}}))/1000$ [kg/k DM]

¹⁾ en g/kg

Tabla 2.3: Rendimiento de biogás y concentración de metano específicos de los grupos de sustancias respectivas [2-25]

	Rendimiento de biogás [l/kg VS]	Concentración de metano [vol. %]
Proteína digerible (CP)	700	71
Grasa digerible (CL)	1.250	68
Carbohidratos digeribles (CF + NFE)	790	50

Tabla 2.4: Parámetros para ensilaje de pasto

DM [%]	Ceniza cruda (CA) [g/kg DM]	Proteína cruda (CP) [g/kg DM]	DC _G [%]	Lípidos crudos (CL) [g/kg DM]	DC _{CL} [%]	Fibra cruda (CF) [g/kg DM]	DC _{CF} [%]	NFE [g/kg DM]	DC _{NFE} [%]
35	102	112	62	37	69	296	75	453	73

El siguiente cálculo ilustrativo utiliza el ejemplo de **ensilaje de pasto** (pastizal extenso, primer crecimiento, a mediados de la floración (Tabla 2.4).

Cálculo:

Concentración de VS:

$$(1000 - 102)/10 = 89,8\% \text{ (DM)}$$

Proteína digerible:

$$(112 \cdot 62\%)/1000 = 0,0694 \text{ kg/kg DM}$$

Grasa digerible:

$$(37 \cdot 69\%)/1000 = 0,0255 \text{ kg/kg DM}$$

Carbohidratos digeribles:

$$((296 \cdot 75\%) + (453 \cdot 73\%))/1000 = 0,5527 \text{ kg/kg DM}$$

De esta manera pueden entonces calcularse las masas de los grupos de sustancias individuales por kg de sólidos volátiles. Estos resultados se multiplican por los valores de la Tabla 2.3 para obtener los rendimientos de biogás y metano que se muestran en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5: Rendimientos de biogás y metano a partir de ensilaje de pasto

	Rendimiento de biogás [l/kg VS]	Rendimiento de metano [l/kg VS]
Proteína digerible (CP)	48,6	34,5
Grasa digerible (CL)	31,9	21,7
Carbohidratos digeribles (CF + NFE)	436,6	218,3
Total (por kg VS)	517,1	274,5

De acuerdo a lo anterior, se obtiene 162,5 litros de biogás con un contenido de metano de aproximadamente 53% por kilogramo de masa fresca. En este contexto, se debe afirmar expresamente que en la mayoría de los casos los rendimientos de metano logrados en la práctica serán significativamente más altos que los rendimientos calculados. De acuerdo con el conocimiento actual, no existe un método suficientemente robusto desde el punto de vista estadístico para calcular el rendimiento de gas específico con precisión. El método descrito aquí permite primeramente una comparación entre diferentes sustratos.

Sin embargo, una serie de otros factores afecta también el rendimiento de biogás que se puede alcanzar, tal como el tiempo de retención de los sustratos en el digestor, el contenido de sólidos totales, el contenido de ácidos grasos y cualquier inhibidor que esté presente. Un incremento en el tiempo de retención, por ejemplo, mejora el grado de degradación y, en consecuencia, eleva la producción de gas. A medida que se incrementa el tiempo de retención, se libera cada vez más metano, lo cual incrementa el valor calorífico de la combinación de gases.

Como ya se explicó al inicio de este capítulo, aunque hay ciertamente paralelos entre los procesos que ocurren en el rumen de los rumiantes y los procesos de descomposición en una planta de biogás, los dos procesos no son enteramente comparables porque pueden surgir diferentes efectos sinérgicos en cada uno de estos 'sistemas', influyendo en la producción de biogás. El método de cálculo presentado aquí es entonces conveniente para estimar el rendimiento real de gas o metano y, en consecuencia, **no** debería usarse para cálculos operativos o económicos. Sin embargo, este método sí permite estimar las tendencias en el rendimiento del biogás y hacer comparaciones entre diferentes sustratos.

Elevar la temperatura también acelera la tasa de degradación. Esto es sólo factible hasta cierto punto, sin embargo, porque una vez que se excede la temperatura máxima las bacterias sufren daño y se obtiene un efecto inverso (ver Sección 2.2.2). No obstante, no sólo se incrementa la producción de gas sino que también se libera más dióxido de carbono de la fase líquida, lo cual a su vez disminuye el valor calorífico de la combinación de gases.

El contenido de materia seca en el digestor (sólidos totales: TS) puede afectar el rendimiento de gas de dos maneras. Primero, se impide el transporte masivo si

el contenido de TS es alto, en la medida en que los microorganismos sólo son capaces de descomponer el sustrato en su vecindad inmediata. Cuando los sólidos totales son muy altos, hasta el $\geq 40\%$ de la digestión puede llegar incluso a una detención completa, ya que ya no hay suficiente agua presente para el crecimiento de los microorganismos. En segundo lugar, un alto contenido de sólidos totales puede causar problemas con los inhibidores porque estos están presentes en forma concentrada debido al bajo contenido de agua. El pre-tratamiento mecánico o térmico de los sustratos puede incrementar el rendimiento porque mejora la disponibilidad del sustrato para las bacterias [2-4].

2.3.4.2 Calidad del gas

El biogás es una combinación de gases constituida principalmente de metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), junto con vapor de agua y gases traza.

El más importante de estos es el metano, ya que es el componente combustible del biogás y, de este modo, influye directamente en su valor calorífico. Existe una oportunidad limitada de influir en la composición del biogás por medio de un control selectivo de procesos. Primero que nada, la composición del biogás depende de la composición del material de insumo. Además, el contenido de metano es afectado por los parámetros del proceso como la temperatura de digestión, la carga del reactor y el tiempo de retención hidráulica, así como por cualquier interrupción del proceso y por el método de desulfuración biológica que se utilice.

El rendimiento de metano que se puede lograr está determinado esencialmente por la composición del sustrato, en otras palabras, por las proporciones de grasa, proteínas y carbohidratos (ver Sección 2.3.4.1). Los rendimientos de metano específicos de estos grupos de sustancias decrecen en el orden presentado anteriormente. Respecto de su masa, se puede lograr un rendimiento más alto de metano con grasas que con carbohidratos.

Respecto de la calidad de la combinación de gases, la concentración de sulfuro de hidrógeno (H_2S) como gas traza desempeña un papel importante. No debe ser muy alta porque incluso concentraciones más bajas de sulfuro de hidrógeno pueden tener un efecto inhibitorio en el proceso de degradación. Al mismo tiempo, las altas concentraciones de H_2S en el biogás causan daño de corrosión cuando éstas se utilizan en una unidad que combina calor y electricidad o en un caldero de calefacción [2-1]. La Tabla 2.6 proporciona


Tabla 2.6: Composición promedio del biogás (según [2-1])

Constituyente	Concentración
Metano (CH_4)	50-75 vol. %
Dióxido de carbono (CO_2)	25-45 vol. %
Agua (H_2O)	2-7 vol. % (20-40 °C)
Sulfuro de hidrógeno (H_2S)	20-20.000 ppm
Nitrógeno (N_2)	< 2 vol. %
Oxígeno (O_2)	< 2 vol. %
Hidrógeno (H_2)	< 1 vol. %

una vista de conjunto de la composición promedio del biogás.

2.4 Referencias

- [2-1] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.: Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren; Springer Verlag; Berlín, Heidelberg, Nueva York, 2001
- [2-2] Braun, R.: Biogas – Methangärung organischer Abfallstoffe; Springer Verlag Viena, Nueva York, 1982
- [2-3] Kloss, R.: Planung von Biogasanlagen; Oldenbourg Verlag Munich, Viena, 1986
- [2-4] Schattner, S.; Gronauer, A.: Methangärung verschiedener Substrate – Kenntnisstand und offene Fragen, Gülzower Fachgespräche, Band 15: Energetische Nutzung von Biogas: Stand der Technik und Optimierungspotenzial, pp. 28-38, Weimar, 2000
- [2-5] Wandrey, C.; Aivasidis, A.: Zur Reaktionskinetik der anaeroben Fermentation; Chemie-Ingenieur-Technik 55, No. 7, pp. 516–524, Weinheim, 1983
- [2-6] Weiland, P.: Grundlagen der Methangärung – Biologie und Substrate; VDI-Berichte, No. 1620 'Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven'; pp. 19-32; VDI-Verlag 2001
- [2-7] Bauer, C.; Korthals, M.; Gronauer, A.; Leubhn, M.: Metanógenos en la producción de biogás provenientes de fuentes renovables - un innovador análisis molecular. Water Sci. Tech. 2008, 58, No. 7, pp. 1433–1439
- [2-8] Leubhn, M.; Bauer, C.; Gronauer, A.: Probleme der Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen im Langzeitbetrieb und molekularbiologische Analytik. VDLUFA-Schriftenreihe 64, 2008, pp. 118–125
- [2-9] Kroiss, H.: Anaerobe Abwasserreinigung. Wiener Mitteilungen Bd. 62; Technische Universität Wien, 1985
- [2-10] Demirel, B.; Neumann L.; Scherer, P.: Dinámica de una comunidad microbiana de un digestor continuo anaeróbico mesofílico de biogás abastecido con ensilaje de remolacha. Eng. Life Sci. 2008, 8, No. 4, pp. 390-398
- [2-11] Oechsner, H., Lemmer, A.: Was kann die Hydrolyse bei der Biogasvergärung leisten?, VDI-Berichte 2057, 2009, pp. 37–46

- 
- [2-12] Lindorfer, H.; Braun, R.; Kirchmeyr, R.: Auto-calentamiento de digestores anaerobios abastecidos con cultivos energéticos; *Water Science and Technology* 53 (8), 2006
 - [2-13] Wellinger, A.; Baserga, U.; Edelmann, W.; Egger, K.; Seiler, B.: *Biogas-Handbuch, Grundlagen – Planung – Betrieb landwirtschaftlicher Anlagen*, Verlag Wirz – Aarau, 1991
 - [2-14] Weiland, P.: Stand und Perspektiven der Biogasnutzung und -erzeugung in Deutschland, *Gülzower Fachgespräche*, Band 15: Energetische Nutzung von Biogas: Stand der Technik und Optimierungspotenzial, pp. 8-27, Weimar, 2000
 - [2-15] Abdoun, E.; Weiland, P.: Optimierung der Monovergärung von nachwachsenden Rohstoffen durch die Zugabe von Spurenelementen; *Bornimer Agrartechnische Berichte* No. 68, Potsdam, 2009
 - [2-16] Bischoff, M.: Erkenntnisse beim Einsatz von Zusatz- und Hilfsstoffen sowie Spurenelementen in Biogasanlagen; *VDI Berichte* No. 2057; 'Biogas 2009 – Energieträger der Zukunft'; VDI Verlag, Düsseldorf, 2009
 - [2-17] Bischoff, Manfred.: personal communication, 2009
 - [2-18] Seyfried, C.F. et al.: Anaerobe Verfahren zur Behandlung von Industrieabwässern. *Korrespondenz Abwasser* 37, pp. 1247–1251, 1990
 - [2-19] Preißler, D.: Die Bedeutung der Spurenelemente bei der Ertragssteigerung und Prozessstabilisierung; *Tagungsband 18. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas*, Hannover, 2009
 - [2-20] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (ed.): *Biogas-Messprogramm II*, Gülzow, 2009
 - [2-21] Maurer, M.; Winkler, J-P., *Biogas – Theoretische Grundlagen, Bau und Betrieb von Anlagen*, Verlag C.F. Müller, Karlsruhe, 1980
 - [2-22] VDI Lineamiento 4630: Fermentación de materiales orgánicos – Características del sustrato, muestreo, recolección de datos, pruebas de fermentación. *VDI Technical Division Energy Conversion and Application*, 2006
 - [2-23] KTBL (ed.): *Faustzahlen Biogas*. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2009
 - [2-24] *Biogasanlagen zur Vergärung nachwachsender Rohstoffe*; conference proceedings; *Barnstorfer Biogastagung 2000*; Ländliche Erwachsenenbildung Niedersachsen (LEB)
 - [2-25] Baserga, U.: *Landwirtschaftliche Co-Vergärungs-Biogasanlagen*; *FAT-Berichte* No. 512, 1998

Tecnología de la planta para la recuperación del biogás



La tecnología de la planta para la recuperación del biogás cubre un espectro muy amplio, tal como se menciona en este capítulo. Prácticamente no existen límites en términos de componente y de combinaciones de equipamiento. En consecuencia, aquí se utilizan ejemplos técnicos a manera de ilustración de los artículos específicos del equipamiento. Sin embargo, debe notarse que siempre es necesario hacer un análisis experto caso por caso de la conveniencia y adaptación de la capacidad de plantas y sistemas.

El suministro llave en mano por parte de un proveedor único, al que se conoce como contratista líder, es una práctica común en la construcción de plantas de biogás y esto tiene tanto ventajas como desventajas para el propietario del proyecto. Un proveedor llave en mano generalmente usa tecnología que cubre el proceso completo y garantiza los artículos específicos del equipamiento y la planta en conjunto, y eso puede considerarse como una ventaja. La funcionalidad del proceso para generar el biogás también forma parte de la garantía. Cuando un contratista líder se encarga del suministro, generalmente no se entrega al propietario del proyecto la planta terminada hasta que no se hayan culminado las pruebas de desempeño, en otras palabras, no hasta que la planta haya alcanzado la carga nominal. Ésta es una consideración importante, primero porque el riesgo asociado con el funcionamiento de la planta corresponde al fabricante y, segundo, porque el futuro operador no tiene que correr con el riesgo financiero si se retrasa la entrega. Una desventaja es la influencia relativamente menor que el propietario del proyecto puede ejercer sobre los detalles técnicos debido a que muchos proveedores llave en mano ofrecen módulos estandarizados y esto implica una menor flexibilidad en términos de elementos específicos del diseño. No obstante, el enfoque modular tiene ventajas desde el punto de vista del tiempo y del dinero para la aprobación, construcción y operación.

Los propietarios de proyecto también pueden recorrer otra vía y comprar solamente los servicios de planeamiento del proveedor de plantas (contrato de ingeniería). El propietario del proyecto entonces contrata compañías especialistas en fases de construcción específicas. Este enfoque permite que el propietario del proyecto maximice la influencia sobre el proyecto, pero es viable solamente si el propietario del proyecto por sí posee la pericia necesaria. Las desventajas incluyen el hecho de que el riesgo del arranque y de las pruebas de desempeño recaigan en el propietario del proyecto y si surgen reclamos contra los contratistas especializados, éstos se deben tratar individualmente.

3.1 Características de diversas variantes del procedimiento y sus distinciones

Existen varios procesos para generar biogás. Las variantes típicas se muestran en la Tabla 3.1.

3.1.1 Contenido de materia seca del sustrato para digestión

La consistencia del sustrato depende de su contenido de materia seca. Ésta es la razón para que se subdivida la tecnología de biogás en procesos de digestión húmeda y de digestión seca. La digestión húmeda usa sustratos de consistencia susceptible de bombeo. La digestión seca usa sustratos apilables.

No existe una línea divisora clara entre los términos de digestión húmeda y digestión seca. Una guía de diseño emitida por el Ministerio Federal de Medio Ambiente de Alemania liga la 'digestión seca' a ciertas disposiciones sobre la base de la Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG) de 2004. Estas disposiciones especifican un contenido de masa seca de al menos de 30% por masa en el material de alimentación y una

Tabla 3.1: Clasificación de los procesos para generar biogás de acuerdo con diferentes criterios

Criterio	Factores diferenciales
Contenido de materia seca del sustrato	- digestión húmeda - digestión seca
Tipo de alimentación	- intermitente - semi-continua - continua
Número de fases del proceso	- fase única - dos fases
Temperatura del proceso	- psicrófila - mesófila - termófila

tasa de carga orgánica de al menos $3,5 \text{ kg}_{\text{VS}}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$ en el digestor.

El contenido de materia seca en el líquido del digestor en el proceso de digestión húmeda puede llegar hasta el 12% de la masa. Por regla general, se fija un límite de 15% de la masa para bombear el medio, pero la cifra es cualitativa y no es viable para todos los materiales de alimentación. Algunos sustratos que tienen una distribución de partículas finamente dispersadas y altas proporciones de sustancias disueltas se pueden bombear incluso cuando el contenido de materia seca llega al 20% de la masa. Este es el caso de los residuos de material de alimentación disperso descargado de transportes en tanques. Otros sustratos como cáscaras de frutas y verduras, en cambio, son apilables cuando el contenido de DM llega al 10 o 12% de la masa.

La digestión húmeda en tanques cilíndricos u ordinarios es la norma para las plantas de recuperación de biogás de escala agrícola. Sin embargo, durante los últimos cinco años luego de la primera enmienda a la EEG de 2004, las plantas de digestión seca han madurado facilitándose la comercialización y ahora se utilizan en particular para digerir cultivos energéticos. Los renovables generalmente se denominan 'NawaRo' en alemán (nachwachsende Rohstoffe, es decir recursos renovables). Ver detalles sobre diseños de digestores en 3.2.2.1.

3.1.2 Tipo de alimentación

El régimen de carga o alimentación de la planta de recuperación de biogás determina en gran medida la disponibilidad de sustrato fresco para los microorganismos y tiene un efecto correspondiente en la generación de biogás. Se hace distinciones amplias entre la alimentación continua, semi-continua e intermitente.

3.1.2.1 Alimentación continua y semi-continua

Se puede hacer una distinción adicional entre los métodos de flujo continuo y una combinación de flujo continuo con tanque tampón. El método de alimentación que usa solamente el tanque tampón no se menciona aquí porque las actuales consideraciones económicas y de ingeniería de procesos virtualmente impiden su utilización, aunque todavía es mencionado en la literatura. En contraste con la alimentación continua, la alimentación semi-continua implica añadir al digestor un lote no fermentado de sustrato al menos una vez por día de trabajo. Existen ventajas adicionales en añadir el sustrato en varios lotes pequeños a lo largo del día.

Método de flujo continuo

En el pasado, la mayoría de sistemas de recuperación de biogás se construyeron para operar sobre el principio de flujo continuo. Se bombea sustrato varias veces al día de un tanque pre-digestor o de un pozo pre-digestor al reactor. La misma cantidad de sustrato fresco que se añade al digestor se expelle o se extrae del tanque de almacenamiento de digestato (ver Figura 2.1).

Por lo tanto, este método de alimentación mantiene un nivel constante de llenado en el digestor, el cual se vacía solamente para las reparaciones. Este proceso se caracteriza por una producción continua de gas y una buena utilización del espacio del reactor. Sin embargo, existe un riesgo de cortocircuito en el flujo en el digestor porque siempre existe la posibilidad de que se elimine más o menos inmediatamente el sustrato que se acaba de añadir [3-2]. El tanque abierto de almacenamiento de digestato, además, es una fuente de emisiones de gas metano. La segunda enmienda de 2009 a la Ley de Fuentes de Energía Renovable exige el almacenamiento del digestato sellado y sin fuga de gas, de manera que en el futuro un proceso que sea puramente de flujo continuo tendrá menos significación.

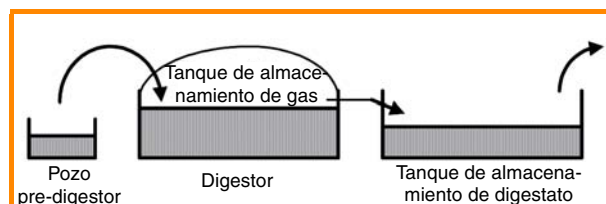


Figura 3.1: Esquema del proceso de flujo continuo

Proceso de combinación de flujo continuo y tanque tampón

Las plantas de recuperación de biogás que operan sobre la base de la combinación de flujo continuo/tan-

que-tampón también emplean instalaciones de almacenamiento de digestato cubiertas. Esto permite que se capture y utilice el producto pos-digestión del biogás. El tanque de almacenamiento de digestato funciona como un tanque tampón. La corriente arriba de la unidad de este tanque tampón que es parte de la planta es un digestor de flujo continuo. Si surge la necesidad de una gran cantidad de sustrato pre-digerido como fertilizante, se puede sacar sustrato del digestor de flujo continuo. La Figura 3.2 es una lista diagramática del proceso. El proceso permite una producción permanente de gas. El tiempo de estadía no puede determinarse con exactitud debido a la posibilidad de cortocircuitos del flujo en el digestor de flujos continuo [3-2]. Este proceso es el más avanzado en la actualidad. Los gastos de inversión para el tanque de almacenamiento del digestato pueden amortizarse a partir del ingreso del rendimiento extra de gas.

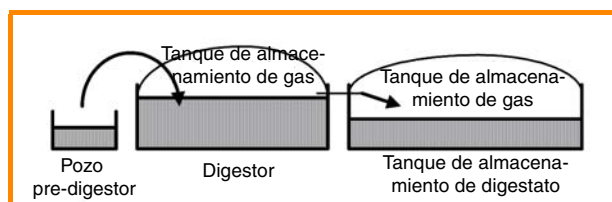


Figura 3.2: Esquema del proceso combinado de flujo continuo/tanque tampón

3.1.2.2 Alimentación intermitente

La alimentación intermitente, por lotes, implica llenar por completo el digestor con sustrato fresco y luego colocar un sello hermético. El material de alimentación permanece dentro del tanque hasta que pase el tiempo de estadía seleccionado, sin que se añada o elimine ningún sustrato durante este tiempo. Cuando el tiempo de estadía concluye, el digestor se vacía y se vuelve a llenar con un lote fresco de material de alimentación, con la posibilidad de que una pequeña proporción del digestato pueda quedarse como material semilla para inocular el sustrato fresco. El proceso de llenado del digestor de lote se acelera colocando un tanque de suministro, con un recipiente de almacenamiento de descargas para el mismo propósito en el lado de la salida. La alimentación intermitente por lotes se caracteriza por una tasa de producción de gas que cambia a lo largo del tiempo. La producción de gas comienza lentamente luego que se ha llenado el reactor, que alcanza un pico en algunos días (dependiendo del sustrato) y luego va disminuyendo continuamente. Como un digestor único no

puede asegurar la constancia de producción de gas o la calidad de gas, tiene que adaptarse el llenado por etapas de varios digestores (método de llenado de lotes en batería) para que la producción neta sea más homogénea. Se mantiene con exactitud el tiempo de residencia mínimo [3-2]. La alimentación por lotes de digestores únicos no es práctica. El principio de la alimentación de lotes en batería se utiliza para la digestión seca, lo que se conoce a veces como 'garajes de digestores' o 'digestores en cajas modulares'.

3.1.3 Números de fases del proceso y de etapas del proceso

Se entiende una fase del proceso como el medio biológico-fase de hidrólisis o fase de metanización—con condiciones específicas del proceso tales como valor de pH y temperatura. Cuando ocurren la hidrólisis y la metanización en un tanque único, el término utilizado es gestión del proceso en fase única. Un proceso en dos fases es aquel en que la hidrólisis y la metanización ocurren en tanques separados. Etapa es el término que se utiliza para el tanque de proceso, independientemente de la fase biológica.

En consecuencia, la configuración de la planta con un pozo pre-digestor, un tanque digestor y un tanque de almacenamiento de digestato, que se encuentra a menudo en la agricultura, es de fase única, pero en tres etapas. El pozo pre-digestor abierto como tal no es una fase separada en sí misma. El recipiente sellado de retención o recepción, por otro lado, se considera como una fase separada (fase de hidrólisis). Los digestores principales y secundarios pertenecen ambos a la fase de metanización.

Generalmente, las plantas agrícolas de recuperación de biogás tienen un diseño de fase única o de dos fases, siendo las plantas de fase única las más comunes [3-1].

3.2 Ingeniería del proceso

En términos generales, independientemente del principio operativo, una planta de biogás agrícola puede subdividirse en cuatro pasos de procesamiento diferentes:

1. manejo del sustrato (entrega, almacenamiento, preparación, transporte y alimentación);
2. recuperación del biogás;
3. almacenamiento del digestato, tratamiento y esparcimiento en el campo;
4. almacenamiento, tratamiento y uso de biogás.

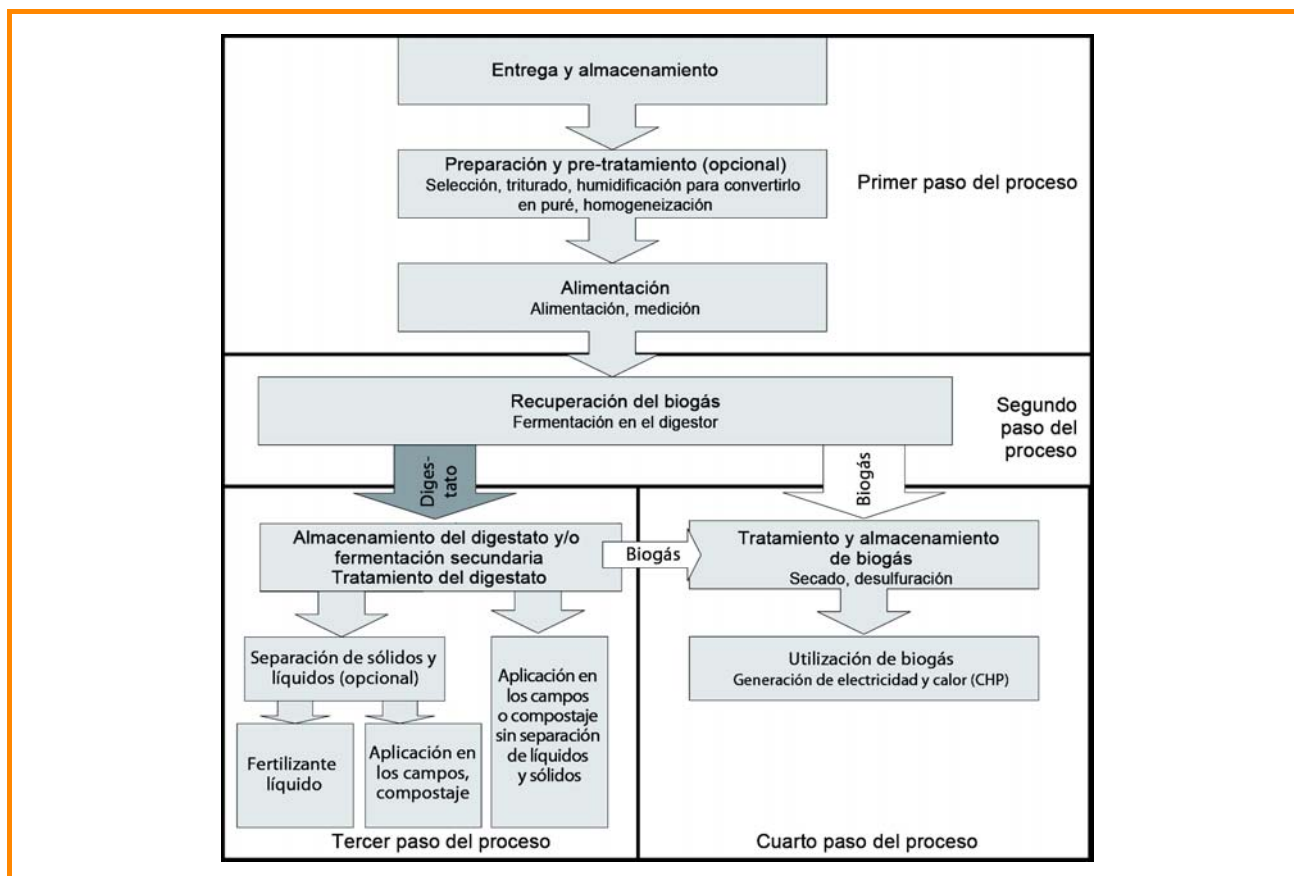


Figura 3.3: Proceso general de recuperación del biogás; tal como se describe en [3-3].

Los pasos individuales se muestran en mayor detalle en la Figura 3.3.

Los cuatro pasos del proceso no son independientes entre sí. El vínculo entre los pasos dos y cuatro es particularmente estrecho porque el paso cuatro provee generalmente el calor que se necesita para el paso dos en el proceso.

El tratamiento y uso del biogás que corresponden al paso cuatro se tratan por separado en el Capítulo 6. El Capítulo 10 se ocupa del procesamiento y tratamiento de digestato. La información a continuación se relaciona con la tecnología y las técnicas empleadas en los pasos 1, 2 y 3.

La elección del equipo de procesamiento depende principalmente de la naturaleza de los sustratos disponibles. Los tamaños de todas las plantas y contenedores tienen que basarse en cantidades de sustrato. La calidad del sustrato (contenido de materia seca, estructura, fuente, etc.) es el factor determinante en términos de diseño de ingeniería de proceso. Dependiendo de la composición del sustrato, puede ser necesario eliminar sustancias que interfieren o humedecerlas con líquido extra para obtener una mezcla apta para bombeo. Si se utiliza sustancias que requie-

ren higienización, el planeamiento tiene que permitir una etapa de higienización. Luego del pre-tratamiento, se traslada el sustrato al digestor donde se fermenta.

Las plantas de digestión húmeda generalmente tienen un diseño de una o dos etapas y operan bajo el principio de flujo continuo. Un diseño en dos etapas consta de un digestor y un digestor secundario. El sustrato se mueve desde el primer digestor, el primario, al digestor secundario, donde las sustancias más resistentes pueden biodegradarse. Se almacena el digestato en tanques sellados de almacenamiento de digestato con extracción de biogás o tanques abiertos de digestato y luego generalmente se descarta esparciéndolo como fertilizante líquido en tierra agrícola.

El biogás producido por la biodegradación del material de alimentación se almacena y purifica. Generalmente, se usa para combustión en una unidad combinada de calor y energía (CHP) para co-generar electricidad y calor. La Figura 3.4 muestra los componentes más importantes de la planta, los sub-ensamblajes y las unidades de una planta de recuperación de biogás agrícola de etapa única para co-sustratos con higienización.

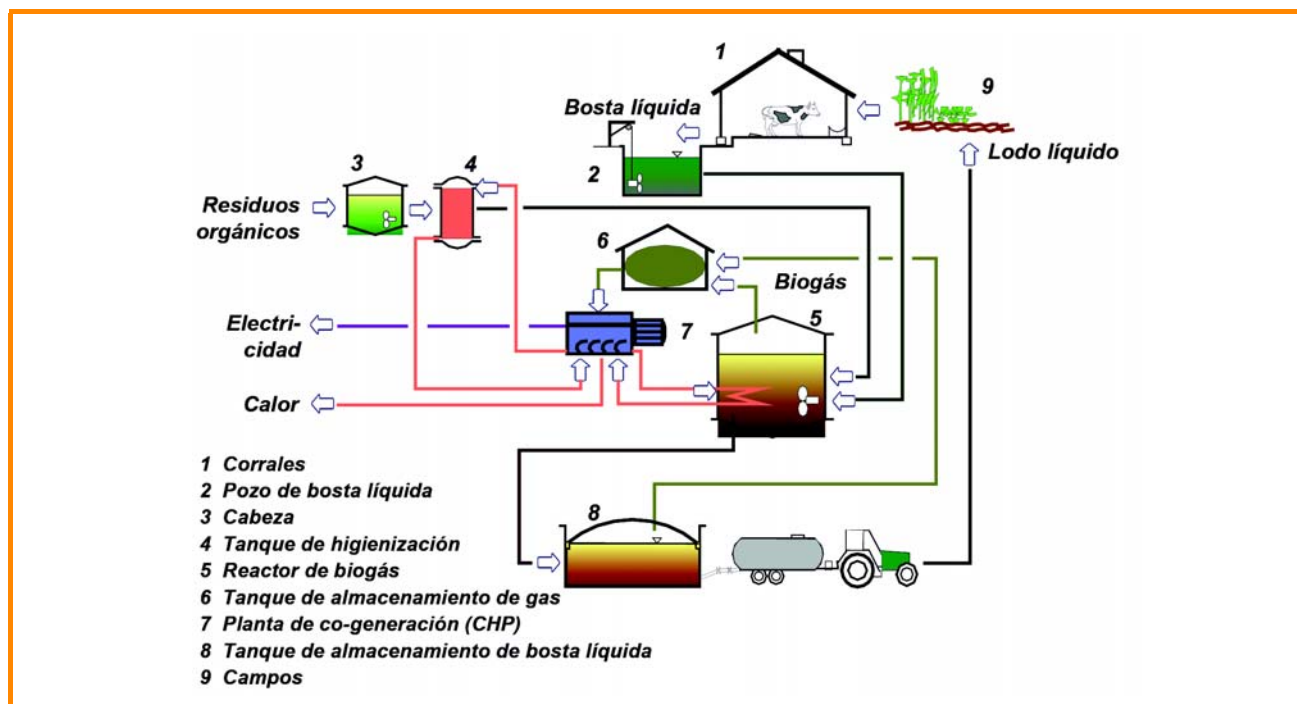


Figura 3.4: Esquema de una planta de recuperación de biogás agrícola para co-sustratos [ATB]

Los pasos del proceso aquí descrito son los siguientes: El pozo de bosta líquida (o pozo pre-digestor) (2), la cabeza (3) y el tanque de higienización (4) pertenecen todos al primer paso del proceso (almacenamiento, preparación, transporte y alimentación). El segundo paso del proceso (recuperación del biogás) ocurre en el reactor de biogás (5), que se conoce más comúnmente como el digestor. El tanque de almacenamiento de bosta líquida (8) o el tanque de almacenamiento de digestato y el esparcimiento en el campo del sustrato digerido (9) constituyen el tercer paso del proceso. El cuarto paso del proceso (almacenamiento, purificación y utilización del biogás) tiene lugar en el tanque de gas (6) y en la unidad combinada de calor y electricidad (7). Estos pasos específicos se tratan a continuación en más detalle.

3.2.1 Manejo del sustrato

3.2.1.1 Entrega

El papel desempeñado por la entrega es de importancia solamente en plantas que digieren co-sustratos a partir de fuentes que están en otro lugar. La inspección entrante visual del sustrato para asegurar que se cumpla con las normas de calidad es el requisito mínimo para la contabilidad de transferencia de custodia y para propósitos de documentación. Las instalaciones de gran escala diseñadas para digerir cultivos

energéticos están utilizando cada vez más métodos de prueba rápidos para verificar la materia seca y en algunos casos también las fracciones del pienso, para asegurar el cumplimiento de las condiciones fijadas en el contrato de suministro, por un lado, y el pago basado en el desempeño, por otro lado.

En principio, tiene que medirse el peso tal como se entrega y todos los datos de los productos entrantes tienen que registrarse. Los sustratos clasificados como desechos merecen consideración especial. Dependiendo precisamente de cómo se clasifica el desecho, puede ser necesario mantener registros especiales o cumplir con requisitos de documentación específica exigida por las autoridades. Ésta es la razón por la que se toma muestras de respaldo de las sustancias más importantes. Ver en el Capítulo 7 mayor información sobre el marco legal y administrativo.

3.2.1.2 Almacenamiento

Las instalaciones de almacenamiento de tampón del sustrato tienen como fin principalmente taponar las cantidades de sustrato necesarias como material de alimentación del digestor por los periodos que van desde algunas horas hasta dos días. El diseño de la instalación de almacenamiento depende de los tipos de sustrato utilizado. La huella varía con las cantidades que la planta tendrá que manejar y los periodos para los cuales se tendrá que taponar sustrato. Si se

Tabla 3.2: Almacenamiento de los sustratos antes de la digestión

Cálculo del tamaño	<ul style="list-style-type: none">• Depende de: lo que surja del sustrato, la capacidad del digestor, el periodo a cubrir entre entregas sucesivas, elementos específicos del uso de la tierra y rendimiento de co-sustratos, contratos de suministro para sustratos provenientes de otros sitios, y posibles interrupciones en la operación
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none">• Evitar la posibilidad del congelamiento de la planta de almacenamiento, por ejemplo si se ubica los tanques de almacenamientos bajo techo, calentando los contenedores de almacenamiento o ubicando la instalación de los pozos por debajo del nivel de tierra• Evitar los procesos de biodegradación que reducen el rendimiento de gas• No permitir el mezclado de sustratos higiénicamente problemáticos e higiénicamente aceptables• Implementar medidas estructurales convenientes para minimizar los olores• Evitar que las emisiones de materiales ensucien el sistema de agua superficial y subterránea
Diseños	<ul style="list-style-type: none">• Contenedores para almacenamiento de sustratos sólidos de uso amplio en la agricultura tales como silos móviles, silos verticales, silos de túneles plásticos y silos de pacas redondas así como áreas de almacenamiento abiertas o techadas (por ejemplo depósitos de bosta sólida) y pozos/tolvas• Contenedores para almacenamiento de sustratos líquidos de amplio uso en la agricultura, tales como tanques y pozos pre-digestores
Costos	<ul style="list-style-type: none">• Las instalaciones de almacenamiento ya existen generalmente. Si hay que construirlas se debe calcular el precio caso por caso incluyendo las múltiples variables de incidencia indicadas anteriormente.

utiliza co-sustratos de fuentes provenientes de otros sitios, las condiciones contractuales, tales como las cantidades de aceptación acordadas y la frecuencia del suministro, deben tomarse en consideración. El uso de co-sustratos higiénicamente problemáticos, de fuentes industriales por ejemplo, exige una estricta separación entre la estación de recepción y de las operaciones agrícolas. No se debe permitir que se mezclen los sustratos higiénicamente problemáticos y los higiénicamente aceptables en ningún momento antes de que los primeros hayan sido higienizados.

Existen otras razones, aparte de las consideraciones legales, para utilizar instalaciones de almacenamiento selladas para minimizar los malos olores. Una posibilidad es cerrarlas en cobertizos. Las estructuras de este tipo pueden incluir espacios para recibir y preparar los sustratos, además del almacenamiento en sí mismo. Se puede extraer el aire utilizado y pasarlo por un ducto con limpiadores apropiados (por ejemplo, productos de lavado y/o bio-filtros). Los cobertizos para digestores de productos de desecho cuentan frecuentemente con sistemas de presión negativa que, junto con la extracción del aire residual, evitan en gran medida las emisiones de malos olores. Los cobertizos tienen otras ventajas así como el potencial de emisiones de olor. Protegen el equipo en cierta medida y se puede realizar tareas y verificaciones independientemente de las condiciones climáticas. El espacio cerrado también puede ser un medio de cumplir con los reglamentos contra el ruido. La Tabla 3.2 presenta una visión de conjunto de varios aspectos de almacenamiento de sustratos.

3.2.1.3 Preparación

La naturaleza y la extensión de la preparación de sustratos influye la capacidad general de usar los sustratos al afectar la proporción de sustancias ingresantes que interfieren de tal manera que influyen directamente en la tecnología de la planta disponible. Además, un proceso de preparación conveniente puede tener un efecto positivo en la transición del proceso de digestión, el que a su vez, afecta la utilización del potencial de energía de los sustratos.

Selección y remoción de sustancias interferentes

La necesidad de seleccionar y eliminar las sustancias interferentes depende del origen y la composición del sustrato. Las más comunes son las piedras. General-



Figura 3.5: Separador en tubo para los materiales densos [DBFZ]

mente se depositan en el pozo pre-digestor de cuyo fondo tienen que eliminarse regularmente. También se utiliza separadores para materiales densos, generalmente ubicados directamente en el tubo de sustrato frente a la faja controladora de alimentación (ver Figura 3.5). Hay otras materias que tienen que eliminarse manualmente en el punto de ingreso del sustrato o durante el llenado de las tolvas de alimentación. Es muy probable que los materiales de bio-desperdicios puedan contener sustancias interferentes. Cuando se utiliza material de esta naturaleza como co-sustrato, se debe hacer todos los esfuerzos para asegurar que no esté cargado de sustancias interferentes. Los digestores



Figura 3.6: Receptor con aflojador [Konrad Pumpe GmbH]

de cajas modulares o de garajes, por el contrario, prácticamente no son afectados por sustancias interferentes, debido a que los cargadores con ruedas y los agarres son los principales medios de transporte de sustrato y no hay contacto con bombas, válvulas o transportadores de tornillo sin fin u otros componentes de naturaleza similar que quedarían fácilmente dañados por sustancias interferentes. Los digestores de cajas modulares o de garajes, por el contrario, prácticamente no son afectados por sustancias que interfieren, debido a que los cargadores con ruedas y los agarres son los principales medios de transporte de sustrato y no hay contacto con bombas, válvulas o transportadores de tornillo sin fin u otros componentes de naturaleza similar que quedarían fácilmente dañados por sustancias que interfieren.

Triturado

El triturado incrementa el área de superficie de los sustratos agregados disponible para la biodegradación y en consecuencia para la metanización. En términos generales, aunque la división del tamaño de las partículas efectivamente acelera la tasa de biodegradación, no necesariamente incrementa el rendimiento de gas. La interacción del tiempo de residencia y el grado de triturado es uno de los factores que influye

la producción de metano. De ahí la importancia de adoptar la tecnología apropiada.

El equipo de triturado de sustratos sólidos puede ubicarse externamente corriente arriba del punto de alimentación, en el pozo pre-digestor, tubo o digestor. Éste incluye picadoras, molinos, chancadoras y ejes así como transportadores de tornillo sin fin con desgarradoras y cortadoras (ver Figura 3.7). Los ejes con paletas y transportadores de tornillo sin fin con cuchillas son muy comunes en las unidades conjuntas de recepción y medición (ver Figura 3.6). Dada la extensión de su aplicación, las propiedades de estos dispositivos de triturado se resumen separadamente para el manejo de sólidos directos con medición por medio de unidades de recepción y medición combinadas (Tabla 3.3) o por procesamiento con molinos y picadoras (Tabla 3.4).

En contraste con la trituración de los sólidos antes de la transferencia al pozo pre-digestor, la tubería o el digestor, se puede convertir a pedazos pequeños los líquidos con sólidos o contenido fibroso directamente en el pozo pre-digestor, en otros tanques de mezclado o en la tubería. Esto puede ser necesario en el caso de los sustratos y de las mezclas de sustratos cuya consistencia podría amenazar la operatividad del alimentador (generalmente una bomba). Los agitadores de triturado separados, ubicados en el pozo corriente arriba del digestor, constituyen un medio de trituración. Sin embargo, también es común ver triturado y bombeo conectados directamente en el tubo y lo mismo se aplica a la combinación de unidades de triturado y bombeo. Generalmente estas unidades son impulsadas con motores eléctricos y algunas están diseñadas para andar sacando energía de un tractor PTO. Las Figuras 3.8 y 3.9 muestran dispositivos de triturado de varios diseños. Sus propiedades se resumen en las Tablas 3.5 a 3.7.

Humidificación para convertir la masa en puré, homogeneización

Se tiene que humedecer los sustratos para convertirlos en un puré en el proceso de digestión húmeda de manera que puedan bombearse incrementando el contenido de agua y así puedan bombearse al digestor. Esto generalmente ocurre en el pozo pre-digestor u otros contenedores, justo antes de que se introduzca el sustrato en el proceso de digestión. El líquido utilizado para humedecer es bosta líquida, digestato líquido (proveniente de material prensado), agua de proceso o –en casos excepcionales– agua dulce. La utilización de digestato líquido puede reducir el consumo de agua dulce. Una ventaja adicional es que incluso antes que llegue al digestor, se inocula el sustrato con bacterias semilla del proceso de digestión. En consecuencia, se

Tabla 3.3: Valores característicos y parámetros de procesos de la triturado en unidades de recepción y medición combinadas

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> Las unidades estándares comercialmente disponibles son capaces de manejar hasta 50 m³ al día ((el recipiente de retención o recepción del sustrato puede tener capacidad mucho mayor).
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> Ensilajes usuales, CCM, bosta animal (incluyendo de aves), desechos de pan, verduras Los rodillos con dientes o mezcladores de tipo gusano con cuchillas son más convenientes para sustancias de fibra larga.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Altas tasas de producción + Fácil de llenar con cargadores con ruedas o agarre + Gran capacidad de suministro para el control automática de triturado y de la alimentación + Equipo robusto
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Existe la posibilidad de que el material forme puentes encima de la herramienta del aparato de triturado. Esta tendencia depende mucho de la forma de la tolva de recepción y el tipo sustrato. - Si ocurre una avería, todo el material tiene que eliminarse manualmente.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> Los ejes con paletas reducen el riesgo de que el material forme puentes por encima de la herramienta de triturado.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> Mezclador de pienso móvil con mezclador vertical de tipo gusano con cuchillas para el triturado Contenedor de recepción con cortadoras que descargan en transportadores de tornillo sin fin, a veces con cuchillas, para triturado y transporte Contenedor de recepción con ejes de paletas desgarradoras para triturado y transporte Contenedor de recepción con transportadores de tipo picadora / equipo de picadora para triturado y medición
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> De acuerdo con la información proporcionada por los fabricantes, el equipamiento tiene un diseño que requiere poco mantenimiento. Se dispone de contratos de mantenimiento. Debe ser posible llevar a cabo el mantenimiento durante los momentos en que se detiene la alimentación.

Tabla 3.4: Valores característicos y parámetros del proceso de los dispositivos externos de triturado

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> Molinos: tasas de procesamiento bajas a medianas (por ejemplo, 1,5 t/h para una máquina de 30 kW) Picadoras: también se las puede calibrar para tasas altas de procesamiento
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> Ensilajes usuales, CCM, cereales, maíz en grano (generalmente es adecuado un molino) Papa, remolacha, desechos verdes (molino, picadora)
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Presenta fácil acceso al equipo en caso de una avería. + Se puede preparar un suministro de sustrato triturado y mantenerlo listo. + Se puede automatizar el llenado y combinarlo con unidades de recepción/depósito. + Se puede variar el grado de triturado.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - El vaciado manual es necesario si la máquina se atraca o si la operación se interrumpe. - Es relativamente tolerante a las sustancias interferentes, pero se pueden desgastar aceleradamente.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> Se pueden instalar contenedores de recepción de varios tamaños. La altura del contenedor de recepción debe ser compatible con la maquinaria disponible en el fundo agrícola.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> Incluir molinos batidores, molinos de rodillos, picadoras (en principio también son posibles las versiones móviles)
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> Se puede contratar con el fabricante y es necesario, dependiendo de los sustratos trabajados. En el lugar puede almacenarse un stock de material triturado para cubrir los tiempos de parada por mantenimiento.

puede aplicar este procedimiento con resultado particularmente provechoso luego de la higienización o en el proceso conocido como proceso de flujo de pistón. El uso de agua dulce como líquido para humedecer debe evitarse siempre que sea posible debido a su alto costo. Si se utiliza agua de los procesos de limpieza para humedecer la mezcla, debe recordarse que los desinfectantes pueden impedir el proceso de digestión debido a

que las sustancias de esta naturaleza tienen un efecto negativo sobre la población de microorganismos dentro del digestor. La tecnología de bombeo que se utilice para humedecer la mezcla se describe en la sección titulada 'Transporte y alimentación del sustrato'.

La homogeneidad del sustrato es de gran importancia en términos de la estabilidad del proceso de digestión. Las severas fluctuaciones en la carga y en los cam-



Figura 3.7: Molino batidor y molino de rodillo para el triturado de sustratos sólidos [Huning Maschinenbau GmbH, DBFZ]

Tabla 3.5: Valores característicos y parámetros del proceso de los agitadores de triturado en el pozo pre-digestor

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Demanda de energía: dentro los órdenes usuales de magnitud para los agitadores más un adicional de 6 kW para agitadores de 5-15 kW
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Bosta sólida, residuos de alimentos, de poda y recortes, paja
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Los sólidos se descargan directamente en el pozo pre-digestor. + No se necesita más equipo.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - El contenido de materia seca en el digestor puede incrementarse sólo hasta el límite de capacidad de bombeo del sustrato. - Existe el riesgo de que se forme una capa de escoria y también de sedimentación dependiendo del sustrato.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Si se alimenta los sólidos directamente al digestor, por ejemplo, por medio de unidades de medición, los agitadores de triturado pueden también utilizarse dentro del digestor.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente con paletas que tienen cortadoras en las paletas o con cortadoras en el eje agitador
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Dependiendo del tipo de agitador, se puede realizar mantenimiento fuera del pozo pre-digestor o digestor, sin interrumpir el proceso.

bios en la composición del sustrato requieren que los microorganismos se adapten a las variaciones en las condiciones y esto generalmente está vinculado a caídas en el rendimiento de gas. Los sustratos aptos para bombeo son generalmente homogeneizados por agitadores en el pozo pre-digestor. Sin embargo, la homogeneización también puede producirse dentro del digestor, si se bombea diferentes sustratos directamente y/o se los introduce al digestor por medio de una alimentación de sólidos. La tecnología de los agitadores es el tema de la sección titulada 'Agitadores'. El mezclado en un pozo pre-digestor corresponde en términos generales a los sistemas de reactores de tanques que agitan el material (ver en la Sección 3.2.2.1, la sub-sección titulada 'Proceso con mezclado completo (reactores con tanques que agitan el material)').

Higienización

El cumplimiento con criterios legales para algunos grupos de sustancias cruciales desde el punto de vista epidemiológico y citohigiénico puede requerir que se

incluya pre-tratamiento térmico en la planta de biogás. El pre-tratamiento consiste en calentar la sustancia a una temperatura de 70 °C por al menos durante una hora. Colocar el material en autoclaves es otro método de matar gérmenes. En este proceso el sustrato recibe un pre-tratamiento de 20 minutos a 133 °C y a una presión de 3 bar. Sin embargo, este método es mucho menos común en la industria que la higienización a 70 °C. El tamaño de los recipientes utilizados para la higienización depende de la tasa de procesamiento y lo mismo se aplica al insumo de energía de manera que los co-sustratos higiénicamente problemáticos se higienizan normalmente antes de alimentarse al digestor. Ésta es una manera simple de asegurar que sólo se higienice las sustancias problemáticas de tal manera que la etapa de higienización sea más económica (higienización parcial del flujo). También es posible la higienización de flujo completo de todo el material de alimentación o del material pre-digerido. Una ventaja de la higienización de pre-digestor

Tabla 3.6: Valores característicos y parámetros del proceso de agitadores de triturado en las tuberías

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none">• Elementos de triturado de placa perforada con una tasa de entrega de hasta 600 m³/h, los rangos de energía del motor están entre 1,1 y 15 kW• Dispositivo de triturado de eje gemelo en línea basado en bombas de desplazamiento rotativo: las tasas de triturado son de hasta 350 m³/h• Los valores característicos dependen mucho del contenido de materia seca. La tasa de entrega decae abruptamente a medida que incrementa el contenido de materia seca.
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none">• Los dispositivos de triturado de placa perforada son convenientes para sustratos con contenido de fibra.• Los dispositivos de triturado de doble eje en línea son también convenientes para sustratos aptos para bombear que altas proporciones de sólidos.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">+ Presenta fácil acceso al equipo en caso de una avería.+ Las unidades se abren y se les da servicio fácilmente en caso de atoro.+ Las sustancias interferentes son atrapadas en una trampa separadora incorporada al equipo (dispositivo de triturado de placa perforada).
Desventajas	<ul style="list-style-type: none">- El contenido de materia seca en el digestor puede incrementarse sólo hasta el límite de la capacidad de bombear el sustrato.- Los sustratos que contienen sustancias interferentes pueden causar un desgaste acelerado (dispositivo triturado de eje gemelo en línea).
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none">• Tiene que instalarse válvulas de compuertas para que las unidades puedan estar aisladas del tubo de sustrato.• Puede ser práctico contar con un bypass controlado por una válvula de compuerta para su utilización en caso de avería.• Se puede determinar los tamaños de partículas a lograrse por medio de la selección de tecnología de corte o de rasgado.
Diseños	<ul style="list-style-type: none">• Dispositivo de triturado de placa perforada: paletas rotativas antes de un colador• Dispositivo de triturado de eje gemelo en línea: ejes que cuentan con herramientas cortadoras o desgarradoras
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none">• Se puede dar mantenimiento a las unidades independientes sin largos tiempos de parada.• Las aperturas de acceso fácil aceleran la limpieza.



Figura 3.8: Triturado de sustrato en tuberías (con dispositivo de triturado de placa perforada) [Hugo Vogelsang Maschinenbau GmbH]

es un cierto grado de descomposición térmica del sustrato el cual, por lo tanto, se fermenta más prontamente, aunque ello depende de sus propiedades.

Se puede llevar a cabo la higienización en tanques herméticos, de acero inoxidable calentados. A menudo se usa tanques de tipo convencional para el pienso del ganado. Se monitoriza y documenta la higienización por medio de instrumentos para verificar el nivel de lle-

nado, la temperatura y la presión. La temperatura del sustrato por higienización es más alta que la temperatura del proceso prevaleciente dentro del digestor. En consecuencia, el sustrato higienizado puede pre-calentar otros sustratos o se le puede alimentar directamente y, de esta manera, calentar el digestor. Si no hay disposiciones para utilizar el calor residual del sustrato higienizado, se debe usar medios convenientes para enfriar

Tabla 3.7: Valores característicos y parámetros del proceso de los dispositivos de triturado combinados con tecnología de transportador en unidades integradas

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Tasas de entrega de hasta 720 m³/h • Altura de descarga hasta un máximo de 25 m • El uso de energía: 1,7–22 kW
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Los sustratos están aptos para bombeo con fibras largas.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Presenta acceso fácil al equipo en caso de una avería. + Las unidades se abren y se les da servicio fácilmente en caso de atoro. + No se necesita más equipo de transporte.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - El contenido de materia seca en el digestor puede incrementarse sólo hasta el límite de capacidad de bombeo del sustrato. - Sólo se puede triturar una pequeña proporción de flujo del material. La proporción de material triturado puede incrementarse regresando repetidamente la materia bombeada al dispositivo de triturado.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Se debe instalar válvulas de compuerta para que las unidades puedan estar aisladas del tubo de sustrato. • Puede ser práctico contar con un bypass controlado por una válvula de compuerta para su utilización en caso de avería. • Se puede determinar los tamaños de partículas a lograrse por medio de la selección de tecnología de corte o de rasgado.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Bombas rotativas, impulsor con bordes cortantes y bombas para lugar seco o bomba sumergible
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Se puede dar servicio rápidamente a las bombas independientes sin paros prolongados. Las bombas sumergibles se sacan fácilmente del sustrato para darles mantenimiento. • Las aperturas para el mantenimiento reducen significativamente los tiempos de parada.

Tabla 3.8: Valores característicos y parámetros del proceso de los tanques de higienización

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad: específica a la planta, por ejemplo tanques de higienización de 50 m³ de capacidad • Calentamiento: interno o en tanques enchaquetados • Duración: el tamaño debe considerar debidamente el llenado, calentamiento y vaciado aparte de la residencia durante una hora para la higienización (a 70 °C)
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • El sustrato para los recipientes de higienización convencional tiene que ser apto para bombeo, lo que significa que podría requerir pre-tratamiento antes de la higienización.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Es esencial contar con instrumentos de registro de datos de flujos de higienización. • El sustrato higienizado no debe transferirse directamente al digestor mientras esté caliente porque la biología dentro del digestor no resistiría las elevadas temperaturas (el agregado directo puede ser posible en una planta de fermentación de flujo parcial). • No se debe mezclar material higiénicamente problemático e higiénicamente aceptable. • Se puede esperar que algunos sustratos contengan arena y materiales densos.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Tanques de acero inoxidable no enchaquetados dentro de la calefacción interna o tanques de acero inoxidable enchaquetados con calentamiento en las paredes o intercambiadores de aire de contra-flujo • A prueba de fugas de gas y conectado a un conducto de desplazamiento de gas o no a prueba de fugas de gas con aire de expulsión conducido por un ducto fuera del tanque por medio de un purificador de aire residual si es necesario
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • El tanque debe tener al menos un pozo de acceso. • Se debe cumplir con los reglamentos aplicables de salud y seguridad para el trabajo dentro de espacios cerrados. (También debe darse debida consideración a los reglamentos sobre seguridad para trabajo con gases). • El equipo, como sensores de temperatura, agitadores, bombas, etc. tiene que recibir mantenimiento. El tanque mismo debería ser del tipo que no necesita servicio.

el nivel de temperatura del digestor. La Figura 3.10 muestra ejemplos de tanques de higienización. Las propiedades específicas de los tanques de higienización se resumen en la Tabla 3.8.

Descomposición preliminar aeróbica

En las plantas de digestión seca con digestores tipo garaje es posible integrar la aireación del sustrato en preparación del proceso de digestión en sí (ver 3.2.2.1, 'Di-

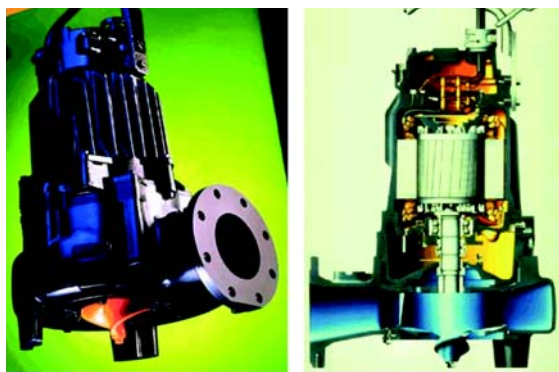


Figura 3.9: Bomba sumergible con bordes cortantes en el rotor como ejemplo de dispositivo de triturado y bomba combinados en una unidad integrada [ITT FLYGT Pumpen GmbH]



Figura 3.10: Higienización con re-enfriamiento [TEWE Elektronik GmbH & Co. KG]

seños de digestores'). Los procesos de compostaje por introducción de aire se asocian con el calentamiento del sustrato a aproximadamente 40 a 50 °C. La descomposición preliminar toma entre dos y cuatro días. Sus ventajas son una división celular incipiente y el calentamiento espontáneo del material, cuyos resultados incluyen menor necesidad de elementos de calentamiento en el digestor. Sin embargo, por el lado negativo las sustancias orgánicas han pre-reaccionado y ya no están disponibles para la producción de biogás.

Hidrólisis

Una alta tasa de carga orgánica en un proceso de fase única da pie a la posibilidad de que se desequilibre la biología del proceso en el digestor, en otras palabras, de que la acidogénesis progrese más rápido durante la digestión primaria y secundaria que la degradación de ácidos durante la metanogénesis [3-19]. La alta tasa de carga orgánica en combinación con tiempos de residencia cortos tiene también un efecto de disminución de la utilización del sustrato. En el peor de los casos y condi-

ciones, puede ocurrir acidificación y la biología del digestor colapsa. Se puede contrarrestar esto ubicando los procesos de hidrólisis y acidificación en tanque separados corriente arriba del digestor mismo, o creando un espacio separado dentro del digestor por medio de separaciones internas especiales (por ejemplo, un digestor de dos fases). La hidrólisis puede ocurrir en condiciones aeróbicas y anaeróbicas y funciona a valores de pH entre 4,5 y 7. Las temperaturas de 25 a 35 °C son generalmente suficientes, pero se puede incrementar la temperatura a 55 o 65 °C para aumentar la tasa de reacción. Los tanques pueden ser tanques de retención de varios tipos (verticales, horizontales) equipados con agitadores apropiados, elementos de calefacción y aislamiento, etc. La alimentación de estos tanques puede ser continua o por lotes. Es importante recordar que el gas de la hidrólisis contiene una gran proporción de hidrógeno. En una planta en operación aeróbica y gases de hidrólisis que ventean en la atmósfera, esto puede significar pérdidas de energía por encima del volumen de biogás generado. También hay un problema de seguridad involucrado porque el hidrógeno mezclado con el aire atmosférico puede formar una atmósfera explosiva.

Desintegración

Desintegración significa la destrucción de la estructura de la pared celular, permitiendo la liberación de todo el material de la célula. Ésta es una manera de incrementar la disponibilidad del sustrato para los microorganismos acelerando las tasas de descomposición. Se utilizan procesos térmicos, químicos, bioquímicos y físicos/mecánicos para promover la ruptura celular. Las posibilidades incluyen el calentamiento a < 100 °C a presión atmosférica normal o > 100 °C en presión elevada; hidrólisis como se ha descrito anteriormente; adición de enzimas; o utilización de desintegración ultrasónica, como uno de los métodos mecánicos de fomentar la descomposición celular. La industria está discutiendo las ventajas de estos procesos. Por otro lado, la eficacia de los procesos individuales depende mucho del sustrato y su pre-tratamiento. Los otros procesos necesitan invariablemente más calor y/o energía eléctrica. A su vez, esto tiene un efecto directo sobre la eficacia en relación con el posible rendimiento adicional que se pueda obtener de la planta. Si se está considerando la integración de procesos de este tipo, los planificadores deben sustentar el beneficio efectivo de una etapa de desintegración por ejemplo por medio de pruebas y análisis adicionales del sustrato a utilizarse y mediante un estudio costo/beneficio de la mayor inversión frente a mayores ganancias.

3.2.1.4 Transporte y alimentación

Desde el punto de vista de la biología del proceso, un flujo continuo de sustrato a través de la planta de biogás constituye el escenario ideal para un proceso de digestión estable. Esto es virtualmente posible de lograr en la práctica de manera que la norma es la alimentación semi-continua del sustrato en el digestor. Se añade el sustrato en una serie de lotes a lo largo del día. En consecuencia, todo el equipamiento necesario para el transporte del sustrato no está en operación continua. Esto es extremadamente importante para el diseño.

La elección de tecnología para el transporte y la alimentación depende principalmente de la consistencia del sustrato. Se tiene que hacer una distinción entre la tecnología para sustrato apto para ser bombeado y la tecnología para sustrato apilable.

La temperatura del sustrato debe tomarse en cuenta para la alimentación. Las grandes diferencias entre la temperatura del material y la temperatura del digestor (como las que pueden ocurrir luego de la alimentación pos-higienización o cuando el digestor se carga durante el invierno) tienen un efecto grave en la biología del proceso y esto, a su vez, puede hacer que disminuya el rendimiento de gas. Regularmente se adopta intercambiadores de calor y pozos pre-digestores calentados como soluciones técnicas para contrarrestar estos problemas.

Transportes de sustratos para bombeo

Las bombas impulsadas por motores eléctricos son el medio más común para transportar sustratos para bombeo en las plantas de biogás. Se pueden controlar con temporizadores o computadoras que controlan los procesos. De esta manera, todo el proceso puede ser automatizado íntegramente o sólo por partes. En muchas instancias, el transporte de sustrato dentro de la planta de biogás se maneja íntegramente por medio de una o dos bombas ubicada centralmente en una cabina de control o en una casa de bombas. La tubería se tiende de tal manera que todas las situaciones operativas (por ejemplo, alimentación, vaciamiento completo de los tanques, averías, etc.) se controlan por medio de válvulas de compuerta de fácil acceso o automáticas. La Figura 3.11 muestra un efecto de ubicación de bombas y tuberías en una planta de biogás.

Es importante asegurarse que las bombas sean de fácil acceso con suficiente espacio de trabajo libre alrededor. Incluso a pesar de medidas de precaución y de un buen pre-tratamiento de sustrato, las bombas pueden atascarse y es necesario liberarlas rápidamente.



Figura 3.11: Bomba según la planta de biogás [WELtec BioPower GmbH]

Otro punto que hay que recordar es que las partes móviles de las bombas son partes de desgaste. Como trabajan en condiciones difíciles en las plantas de biogás, se las debe reemplazar de tiempo en tiempo pero sin necesidad de cerrar la planta. En consecuencia, se debe instalar válvulas de cierre de tal modo que se pueda aislar las bombas del sistema de tubería para darles mantenimiento. Las bombas casi siempre tienen un diseño rotatorio o de desplazamiento positivo, como las que se usan para bombear bosta líquida.

La conveniencia de las bombas en términos de energía y capacidad de entrega depende en gran medida del sustrato, el grado de preparación del sustrato y el contenido de materia seca. Los dispositivos de triturado con cortadores o picadores y separadores de materias extrañas pueden instalarse directamente corriente arriba para proteger las bombas. Otra posibilidad es utilizar bombas con equipo de bombeo que ya está preparado para el triturado.

Bombas rotatorias

Las bombas rotatorias son comunes en el bombeo de bosta líquida. Son particularmente apropiadas para sustratos fluidos. Una bomba rotatoria tiene un impulsor que gira dentro de un cuerpo fijo. El impulsor acelera el medio y el incremento resultante en la velocidad del flujo se convierte en presión en la boquilla de descarga de la bomba rotatoria. La forma y el tamaño del impulsor pueden variar dependiendo de las necesidades. La bomba impulsora cortadora (ver Figura 3.9) es un tipo especial de bomba rotatoria. El impulsor tiene bordes cortantes endurecidos diseñados para triturar el sustrato. Ver los valores característicos y parámetros del proceso en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9: Valores característicos y parámetros del proceso de las bombas rotatorias [3-1]

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none">• Presión de la bomba: hasta 20 bar (en la practica la presión normalmente en menor)• Tasa de entrega de 2 m³/min a 30 m³/min• Uso de energía: por ejemplo 3 kW a 2 m³/min, 15 kW a 6 m³/min, depende mucho del sustrato• Generalmente para sustratos con < 8% de contenido DM
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none">• Utiliza sustratos fluidos con bajo contenido de materia seca. Se permiten proporciones bajas de paja.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">+ Diseño simple, compacto y robusto+ Alta tasa de entrega+ Versátil (también utilizable como bomba sumergible)
Desventajas	<ul style="list-style-type: none">- No se auto-ceba, por lo que debe ubicarse por debajo del nivel del piso del sustrato; por ejemplo, en un eje o pozo.- No es conveniente para medir sustrato.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none">• La tasa de entrega depende mucho de la presión de la bomba o cabeza.
Diseños	<ul style="list-style-type: none">• Como bomba sumergible o para ubicación en seco. También disponible como bomba cortadora para el triturado. Las bombas sumergibles están disponibles con la transmisión por debajo o por encima de la superficie del sustrato.
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none">• Es más difícil en el caso de las bombas sumergibles. Sin embargo, el acceso es relativamente fácil mediante las aperturas de remoción.• Se debe cumplir con los reglamentos aplicables de salud y seguridad para el trabajo dentro del digestor.• Las paradas tienden a ser ligeramente más largas que para otros tipos de bombas.

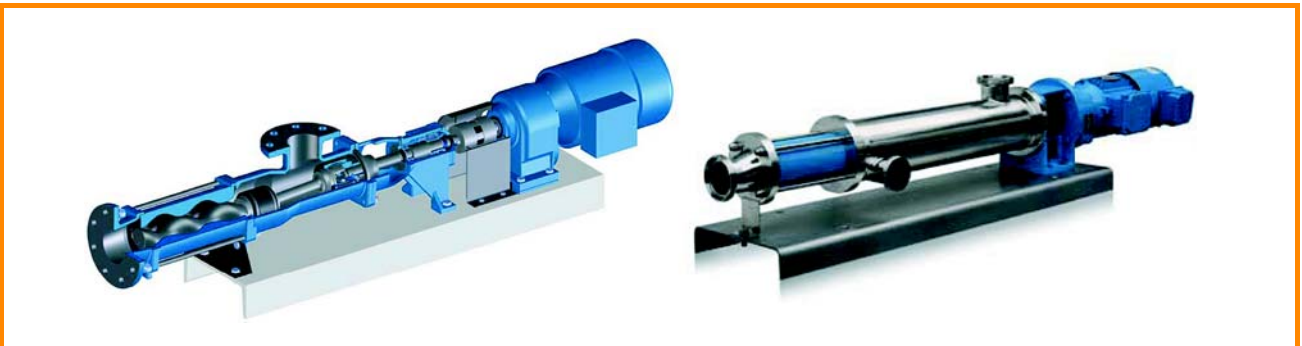


Figura 3.12: Bomba de tornillo de rotor único excéntrico [LEWA HOV GmbH + Co KG]

Bombas de desplazamiento positivo

Se utiliza bombas de desplazamiento positivo para bombear sustratos semi-líquidos con alto contenido de materia seca. Se utiliza bombas de desplazamiento positivo para bombear sustratos semi-líquidos con alto contenido de materia seca. Esto hace que el control de la bomba corresponda más cerca de una medición precisa del sustrato. La estabilidad de presión de estas bombas auto-cebables es mejor que la de las bombas rotatorias, lo cual significa que la tasa de entrega depende mucho menos de la cabeza. Las bombas de desplazamientos positivos son relativamente susceptibles a las sustancias interferentes, de tal manera que conviene instalar dispositivos de triturado y separadores de materias extrañas para proteger las bombas contra elementos gruesos y fibrosos del sustrato.

Las bombas de desplazamiento rotatorio y las bombas de tornillo de rotor único excéntrico son las que se usan más comúnmente. **Las bombas** de tornillo de rotor único excéntrico tienen un rotor en forma de sacacorchos que corre por dentro de un estator hecho de un material que se recupera elásticamente. La acción del rotor produce un espacio de avance en el que se transporta el sustrato. La Figura 3.12 muestra un ejemplo. Los valores característicos y parámetros del proceso aparecen en la Tabla 3.10.

Las bombas de desplazamiento rotatorio tienen dos pistones rotatorios que rotan en sentido opuesto con dos a seis lóbulos en un cuerpo oval. Los dos pistones rotan uno en sentido contrario del otro y ruedan uno en sentido del otro con poca separación parcial y radial. Ninguno se toca ni toca el cuerpo de la bomba. Su geometría es tal que en cualquier posición se mantiene el

Tabla 3.10: Valores característicos y parámetros del proceso de las bombas de tornillo de rotor único excéntrico

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Presión de la bomba: hasta 48 bar • Tasa de entrega de 0,055 m³/min a 8 m³/min • Uso de energía: por ejemplo 7,5 kW a 0,5 m³/min, 55 kW a 4 m³/min. Depende mucho del sustrato
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Es conveniente para bombear sustratos viscosos con poca proporción de sustancias interferentes y sustancias de fibra larga.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Se auto-ceba. + Presenta un diseño simple y robusto. + Es conveniente para medir sustrato. + Es reversible.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Presenta tasas de entrega más bajas que las bombas rotatorias. - Se dañan fácilmente si funcionan en seco. - Las sustancias interferentes (piedras, sustancias de fibra larga, pedazos de metal) la afectan fácilmente.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • La tasa de entrega depende muchísimo de la viscosidad; entrega estable a pesar de las fluctuaciones en presión. • Se puede incluir un dispositivo de protección contra el funcionamiento de seco. • Su uso está muy expandido en el tratamiento de aguas servidas. • El estator normalmente puede ajustarse para acomodarse a la tasa de entrega y al sustrato y para compensar el desgaste. • Se dispone de dirección de bombeo reversible en diseño especial.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Como bomba ubicada en seco
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Es muy durable. • El diseño es en sí mismo fácil para el servicio, la paradas son cortas gracias al diseño de cambio rápido de la transmisión de tornillo.

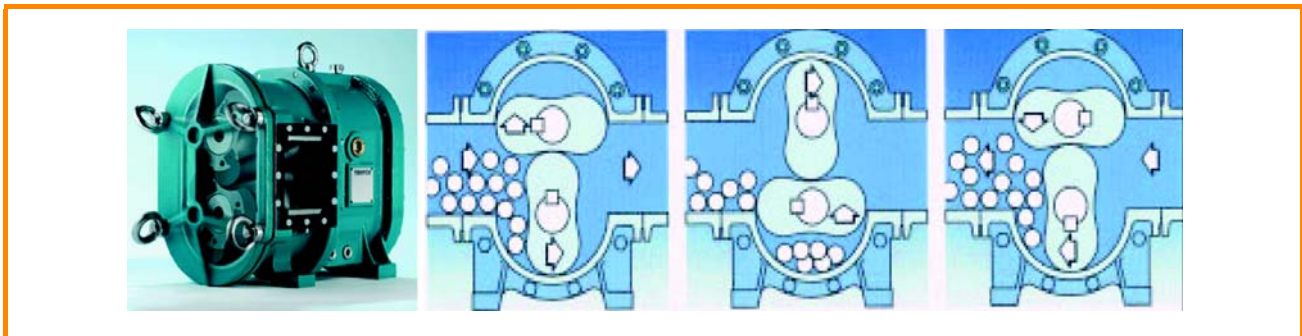


Figura 3.13: Bomba de desplazamiento rotatorio (izquierda), principio operativo (derecha) [Börger GmbH (izquierda), Vogelsang GmbH]

sello entre el lado de la succión y el lado de la descarga de la bomba. La bomba jala succiona para llenar los espacios en el lado de la succión y transporta el material hacia el lado de descarga. La Figura 3.13 ilustra el principio operativo de la bomba de desplazamiento rotatorio. Ver los valores característicos y parámetros del proceso en la Tabla 3.11.

Transportes de sustratos apilables

El transporte de sustratos apilables es una característica de las plantas de digestión húmeda hasta la alimentación de material o la etapa de humidificación para convertirlo en puré con líquido del proceso. La mayor parte del trabajo puede hacerse con cargadores de diseño convencional. Sólo cuando ocurre la alimentación

automática se utilizan los alimentadores de barrido, empujadores elevados y transportadores de tornillo. Los alimentadores de barrido y los empujadores elevados pueden mover virtualmente todos los sustratos apilables de manera horizontal o hacia arriba a lo largo de planos ligeramente inclinados. Sin embargo, no puede utilizarse para medir. Permiten la utilización de tanques de depósitos muy grandes. Los transportadores de tornillo pueden transportar sustrato apilables prácticamente en cualquier dirección. Los únicos requisitos son la ausencia de piedras grandes y el triturado del sustrato al punto en que pueda ser captado por el gusano y encaje dentro de los giros del mecanismo transportador del gusano. A menudo se combina sistemas de alimentación automática para sustra-

Tabla 3.11: Valores característicos y parámetros del proceso de las bombas de desplazamiento rotatorio

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Presión de la bomba: hasta 12 bar • Tasa de entrega de 0,1 m³/min a 16 m³/min • Uso de energía: aproximadamente 2 a 55 kW
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Es conveniente para sustratos viscosos y aptos para el bombeo.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Presenta un diseño simple y robusto. + Se auto-ceba hasta una columna de agua de 10 m + Es conveniente para medir sustrato. + Puede bombear más materia entrante más gruesa y sustancias fibrosas que las bombas de tornillo de rotor único excéntrico. + No afecta el funcionamiento en seco. + Compacta + El mantenimiento es fácil. + La reversibilidad es estándar.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Las altas velocidades rotatorias de hasta 1300 rpm son buenas para la optimización del desempeño. • Los medio-forros ajustables optimizan la eficiencia y durabilidad reduciendo el juego.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Como bomba ubicada en seco
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • El diseño mismo hace que sea fácil darle mantenimiento. Las paradas son cortas.

Tabla 3.12: Valores característicos y parámetros del proceso de los pozos pre-digestores

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Es hechos de concreto impermeable al agua, usualmente concreto armado. • El tamaño depende de la necesidad de taponar la cantidad de sustrato necesario para al menos uno o dos días de procesamiento.
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Es conveniente para los sustratos agitables y aptos para el bombeo. • También es conveniente para sustratos apilables si se instala una tecnología de triturado apropiada .
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Es posible una buena homogeneización y mezcla de los sustratos. • Se puede formar un asentamiento de capa de piedras. • Se debe prever la remoción de las capas de asentamiento por medio de un sumidero de la bomba, pozo de recolección o mecanismo de espátula. • Es aconsejable cubrir el pozo pre-digestor para controlar las emisiones de olores. • La materia sólida en el material de alimentación puede crear atoros, escorias y sedimentos.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos y tanques, redondos o rectangulares con la parte superior a nivel del suelo o proyectada por encima del nivel del suelo, con acceso desde el cargador con ruedas hacia el rellenador • Los pozos ubicados más alto que el digestor tienen ventajas porque el diferencial hidráulico puede ser suficiente para dispensar el material hacia las bombas.. • La tecnología para la circulación del sustrato puede ser la misma que la se utiliza en los digestores..
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Si el diseño carece de provisiones para eliminar el material de la capa de asentamiento, este material tiene que eliminarse manualmente. • Aparte de esto, no hay virtualmente ningún gasto de mantenimiento. El mantenimiento de distintos elementos técnicos del equipamiento se describe en las secciones correspondientes.

tos apilables con el equipo de carga para formar una unidad única en la planta de biogás.

Las plantas de digestión seca que operan con el principio de caja modular son muy comunes. En ellas los cargadores con ruedas frecuentemente son los únicos medios de transporte requeridos para el sustrato apilable, o las cajas se llenan directamente a partir de remolques trailer con alimentadores de barrido u otras máquinas similares.

Alimentación de sustratos para bombeo

Los sustratos para bombeo alimentan generalmente el digestor por pozos de pre-digestión de concreto por

debajo el nivel del piso que no son permeables al sustrato en los que se tampona y donde se homogeneiza los residuos de la bosta. El tamaño del pozo pre-digestor debe permitir que el pozo tampone las cantidades necesarias para que sea suficiente para al menos uno o dos días de procesamiento. Frecuentemente se usa para este propósito los pozos que usan los fondos agrícolas para la bosta líquida. Si la planta de biogás no tiene una provisión separada para la alimentación directa de co-sustratos, el pozo de pre-digestión es el lugar donde también se mezclan los sustratos apilables, triturados y homogeneizados y si es necesario en puré con líquidos del proceso para producir mezclas



Figura 3.14: Pre-digestor o pozo de recepción en la alimentación [Paterson, FNR; Hugo Vogelsang Maschinenbau GmbH]

de bombeo (ver la sub-sección titulada ‘Alimentación indirecta a través del pozo pre-digestor’). Los parámetros de los pozos pre-digestores se resumen en la Tabla 3.12. La Figura 3.14 muestra un ejemplo.

También se puede bombear los co-sustratos líquidos con un adaptador de tanque estandarizado en el digestor o un tanque de recepción de cualquier tipo conveniente. En estas circunstancias los tanques de recepción deben, por supuesto, adaptarse tecnológicamente para ajustarse a las propiedades del sustrato. Las necesidades técnicas en este respecto pueden incluir, por ejemplo, materiales de tanque químicamente resistentes, condiciones para el calentamiento, agitadores y control de olores o cubiertas a prueba de fugas de gas.

Alimentación de sustratos apilables

Se puede alimentar al digestor con materia sólida ya sea de manera directa o indirecta. La alimentación indirecta consiste en introducir primero los sustratos apilables al pozo pre-digestor o dentro del tubo de sustrato que va al digestor (Ver Figura 3.15). La alimentación directa permite cargar directamente los sustratos sólidos al digestor, pasando por alto la humidificación para convertirlos en puré con el líquido del proceso en el pozo pre-digestor o en el tubo de sustratos líquidos (Ver Figura 3.16). De esta manera, se puede introducir co-digestatos independientemente de la bosta líquida y a intervalos regulares [3-8]. Además, también es posible incrementar el contenido de materia seca en el digestor, aumentando así la productividad del biogás.

Alimentación indirecta por pozo pre-digestor

Si la planta de biogás no tiene una provisión separada para la alimentación directa de co-sustratos, el pozo pre-digestor es el lugar en donde se mezclan los sus-

tratos apilables, triturados y homogeneizados y, si es necesario, convertirse en puré con líquido del procesamiento para producir mezclas para bombeo. Ésta es la razón para equipar los pozos pre-digestores con agitadores, posiblemente combinados con herramientas de rasgado y corte para triturar del sustrato. Si se procesa sustratos que contienen sustancias interferentes, el pozo pre-digestor también funciona como separador de piedras y de capas de sedimentos, que pueden consolidarse y eliminarse con alimentadores de barrido y transportadores de tornillo [3-3]. Si se cubre el pre-digestor para evitar las emisiones de olores, el diseño de la cubierta debe ser fabricado de tal manera que no impida la exposición la remoción directa de materia asentada del pozo.

Los cargadores con rueda u otras máquinas móviles son los que se utilizan para el llenado, aunque a veces también se usan sistemas de carga de materia sólida automatizados. La mezcla de materia sólida y líquido se transporta entonces al digestor usando bombas apropiadas. Los parámetros de los pozos pre-digestores se resumen en la Tabla 3.12. La Figura 3.14 muestra un ejemplo.

La alimentación indirecta dentro del líquido entubado

También se puede alimentar sustratos sólidos como los bio-residuos, el ensilaje y la bosta sólida al líquido entubado por medio de dispositivos de medición como bombas de tolva (ver Figura 3.17) como una alternativa a la alimentación por un pozo pre-digestor. Se puede forzar el sustrato sólido dentro del tubo de sustrato líquido o se puede entubar directamente el fluido líquido a través de la tolva de sustrato sólido. La alimentación puede también estar acompañada por el triturado de primera etapa de

Tabla 3.13: Valores característicos y parámetros del proceso de alimentación por medio de transportadores de tornillo

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • El material es usualmente acero especialmente en lugares cerrados. • La alimentación al digestor se realiza de manera horizontal, vertical o en ángulo descendente. • Se descarga justo por debajo de la superficie líquida. • Son necesarias las válvulas manuales y automáticas si el nivel de llenado de digestor está por encima de la parte superior de la tolva de recepción.
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Acepta todos los co-sustratos apilables comunes que contienen también piedras más pequeñas que los giros del transportador de tornillo. • Los sustratos o picados y de fibra larga pueden ser problemáticos.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + La dirección del transporte no es de importancia. + Es conveniente para la automatización. + Se puede alimentar digestores múltiples a partir de una tolva de recepción (con un tornillo transportador hacia arriba que alimenta dos tornillos de compactación separados).
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Presenta abrasión en los revestimientos del transportador de tornillos y en los tornillos. - Es sensible a las piedras algo más grandes y otras sustancias interferentes (dependiendo del tamaño giro de tornillo).
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Se puede utilizar para transportar sustratos humedecidos para convertirlos en puré. • Se tiene que evitar el escape del gas por el tornillo. • La medición por peso es posible con los tornillos si se coloca equipo de pesaje apropiado en la tolva de entrada. • Ocupa el espacio directamente al lado del digestor. • La altura de llenado de la tolva por encima del nivel del piso y el tamaño de la apertura de la tolva deben corresponder con el equipo de carga disponible en el fundo agrícola.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Tornillo compactador de tolva de recepción que transporta verticalmente, horizontalmente o diagonalmente al digestor • Tornillo de transportador hacia arriba para elevar el sustrato (transporte vertical) • Versatilidad para combinarse con sistemas de recepción de varios tipos (por ejemplo tolva, contenedor de fondo de barrido, tráiler mezclador de pienso)
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Debido a que posee partes móviles, se tiene que tener en cuenta el gasto periódico en mantenimiento. • Se requiere intervención manual para eliminar los atascamientos o sustancias interferentes atrapadas. • El mantenimiento del tornillo que alimenta al digestor requiere paradas prolongadas.

la materia del sustrato. La tasa de entrega del dispositivo de alimentación puede adaptarse para adaptarse al contenido de DM y a la cantidad de sustrato a añadirse. El líquido alimentado por tubería puede ser bosta líquida de un pozo pre-digestor / recipiente del sustrato del reactor o de los tanques de almacenamiento de digestato. Este tipo de sistemas se usan también en plantas de biogás medianas a grandes porque el diseño modular garantiza una cierta flexibilidad y un grado de salvaguarda contra las fallas [3-17].

La Tabla 3.13 resume las características más importantes de los sistemas de alimentación indirecta.

Alimentación directa por ariete

Una configuración de alimentación con un alimentador de ariete usa la energía hidráulica para embutir los sustratos directamente al digestor a través de una apertura lateral, cerca del fondo. Al ser inyectados cerca del fondo de esta manera los sustratos se saturan en bosta líquida y esto reduce el riesgo de que se forme escoria. El sistema tiene barrenas mezcladoras que rotan en sentido contrario haciendo caer los sustratos al cilindro que está debajo

a la vez que trituran las sustancias de fibra larga [3-1]. Generalmente, el sistema de alimentación está ligado o instalado directamente por debajo de una tolva receptora. Los valores característicos de los alimentadores de ariete se resumen en la Tabla 3.14. La Figura 3.18 muestra un ejemplo.

Alimentación directa por transportadores de tornillo

Cuando se usa transportadores de tornillo para alimentar, los tornillos compactadores fuerzan el sustrato hacia dentro del digestor a un nivel por debajo de la superficie del líquido. Esto es suficiente para asegurar que el gas no pueda escapar del digestor a través del hilo del tornillo. El diseño más simple es con la unidad de medición sobre el digestor de tal manera que sólo sea necesario un transportador de tornillo vertical para la carga. Otras configuraciones requieren transportadores de tornillo ascendentes para llevar el sustrato hacia arriba por encima del digestor. El transportador de tornillo toma el material desde cualquier recipiente de recepción y el recipiente de recepción mismo puede estar equipado con herramientas de triturado [3-8]. Los valores característicos de los sistemas de alimentación

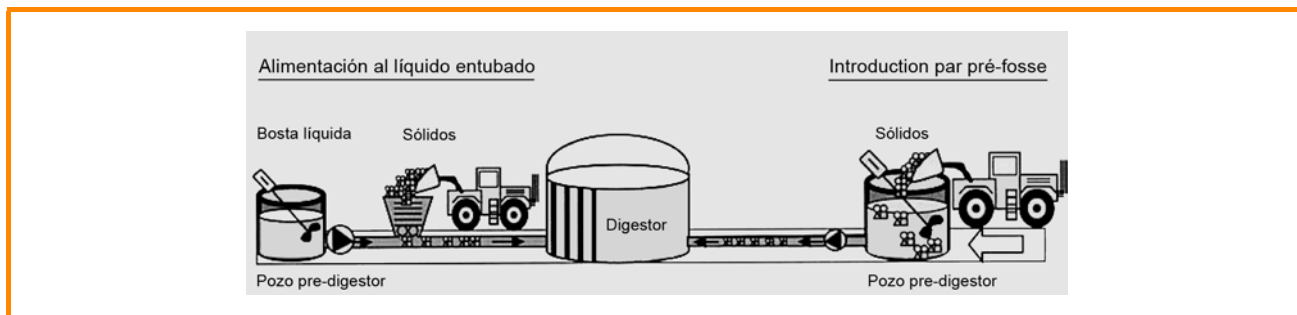


Figura 3.15: Alimentación indirecta de sólidos (esquema) [3-1]

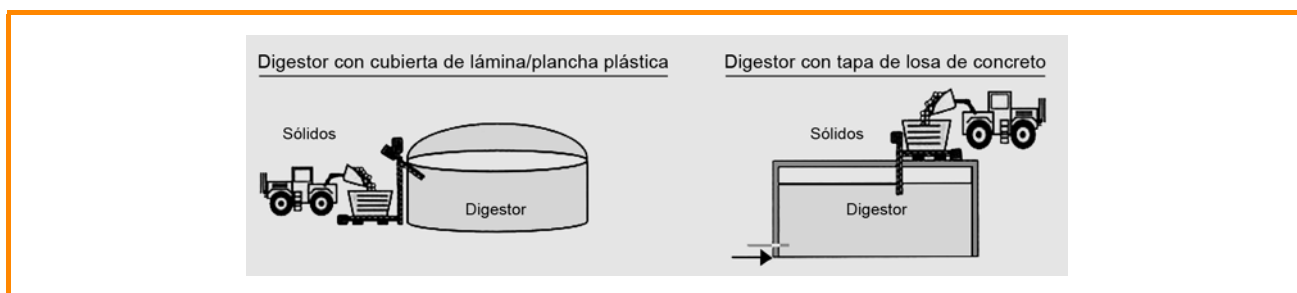


Figura 3.16: Alimentación directa de sólidos (esquema) [3-1]

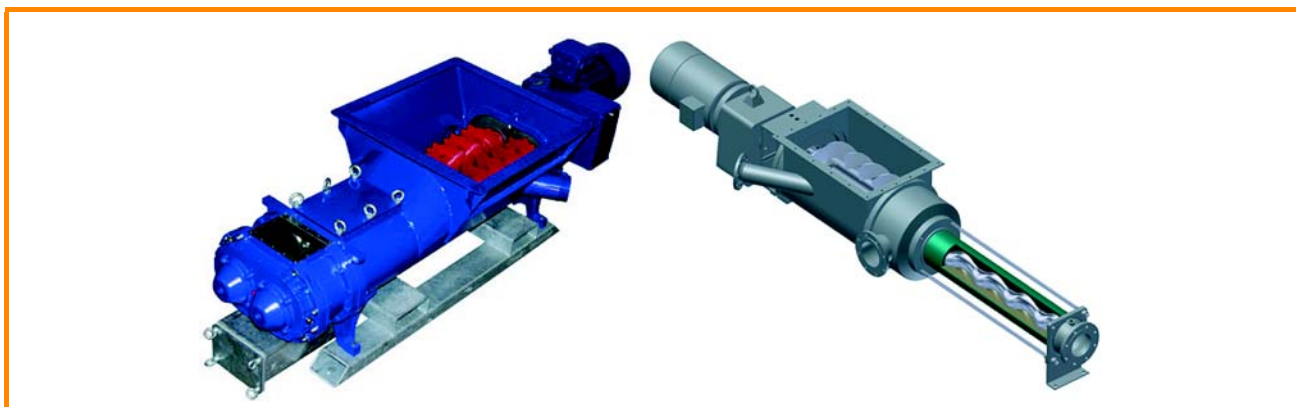


Figura 3.17: Las bombas de tolva con bombas de desplazamiento rotatorio integrado (izquierda) y bomba de tornillo de rotor único excéntrico (derecha) [Hugo Vogelsang Maschinenbau GmbH (izquierda), Netzsch Mohnopumpen GmbH]

con transportadores de tornillo se resumen en la Tabla 3.15. La Figura 3.19 muestra un ejemplo por medio de una ilustración.

Conversión de la biomasa en papilla

Los co-digestatos (por ejemplo remolachas) se trituran hasta alcanzar una consistencia para bombeo con las máquinas que se usan normalmente en el procesamiento de remolachas. El contenido de materia seca residual puede ser hasta de 18%. Los sustratos licuados se almacenan en recipientes apropiados y se bombean directamente hacia adentro del digestor, pasando por alto el pozo pre-digestor, con las unidades descritas en la sección de 'Transporte y alimentación'.

Éste es un método de contenido de materia seca creciente en un digestor que opera con bosta líquida como sustrato base [3-8].

Esclusas

Las esclusas son una solución muy robusta y práctica para la alimentación de sustrato. Se las llena fácilmente por medio de cargadores con ruedas y también permiten que se añada muy rápidamente grandes cantidades de sustrato. Esta técnica de alimentación se encuentra todavía en plantas más antiguas y pequeñas. Es muy barata y en principio no requiere mantenimiento. Su conexión directa con el digestor, sin embargo, puede dar lugar a considerables problemas de

Tabla 3.14: Propiedades de la bomba de tolva para alimentación de sólidos dentro del líquido entubado

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Presión de la bomba: hasta 48 bar • Tasa de entrega, retención: 0,5-1,1 m³/min (dependiendo del tipo de bomba y de la suspensión bombeada) • Tasa de entrega, sólidos: aproximadamente 4-12 t/h (alimentación por gusano de eje gemelo con triturado)
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Es conveniente para sustratos pre-triturados en gran medida libres de sustancias interferentes.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Posee altas capacidades de succión y descarga. + Presenta un diseño disponible y robusto, con protección contra el desgaste en algunos casos. + Es conveniente para medición. + El triturado se realiza con herramienta de rasgado en los transportadores con gusano alimentador.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - En algunos casos es afectado por sustancias interferentes (piedras, sustancias de fibra larga, pedazos de metal).
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Son posibles en un solo paso el triturado, el mezclado y humidificación para convertir el material en puré. • Es posible cualquier método de transporte de materia sólida (cargador con ruedas, transportador, unidades de recepción/depósito). • La alimentación en fase líquida se hace por bomba separada.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Como unidad en lugar seco • Alimentación en gusano de eje único o eje gemelo de los sustratos al líquido entubado / a la unidad de la bomba, tornillos transportadores con una parte dentada para el triturado del sustrato • Los tipos preferidos de bomba son: bomba de desplazamiento rotatorio y bombas de tornillo de rotor único excéntrico, a veces integradas en la bomba de tolva.
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • El diseño mismo hace que sea fácil darle mantenimiento. Las paradas son cortas.

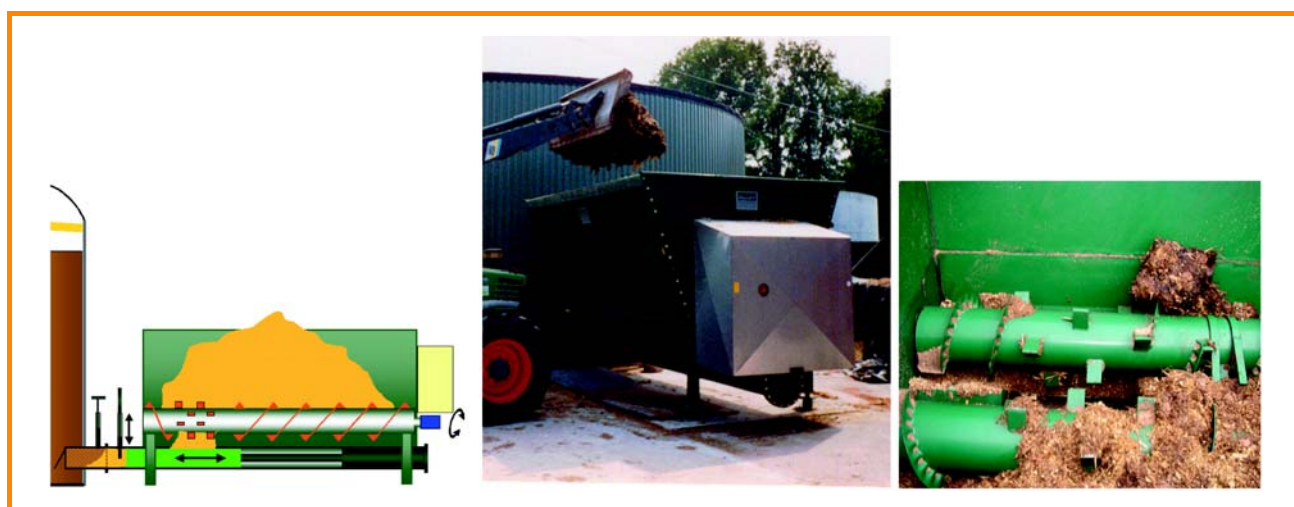


Figura 3.18: Alimentación de biomasa apilable al digestor con alimentador de ariete [PlanET Biogastechnik GmbH]

malos olores y permitir que el metano se escape del digestor. Por eso, es una técnica que ya no se encuentra en plantas nuevas [3-17].

Alimentación de sustratos apilables en digestión seca (digestores tipo garaje)

Los digestores de tipo caja son de acceso fácil para los vehículos con ruedas de tal manera que las plantas en operación no cuentan con alimentación automatizada. Tanto la alimentación como el vaciado se realizan utilizando equipo de transporte agrícola convencional,

generalmente cargadores con ruedas.

Válvulas, accesorios y tuberías

Las válvulas, accesorios y tuberías deben ser a prueba del medio y resistentes a la corrosión. Las válvulas y accesorios así como los acoples, las válvulas de compuerta de cierre, las trampas de retención en un solo sentido, los puertos de limpieza y los medidores de presión deben ser de fácil acceso y operables y también deben de instalarse de tal manera que estén libres de daño por congelamiento. Las Reglas de

Tabla 3.15: Valores característicos y parámetros del proceso de los alimentadores de ariete

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • El material es usualmente acero especial; en lugar cerrado para el ariete alimentador • Alimenta hacia dentro del digestor: horizontal. Es posible la alimentación en la parte inferior del digestor. • Son necesarias las válvulas manuales y automáticas si el nivel de llenado de digestor está por encima de la parte superior de la tolva de recepción.
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Acepta todos los co-sustratos apilables comunes, incluyendo sustrato de fibra larga y sustratos con piedras dado su conveniente diseño de transportador con gusano.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + En gran medida no arroja olores. + Posee muy buena capacidad de medición. + Es conveniente para la automatización.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Existe riesgo de formación de capa de sedimento en el digestor si el sustrato alimentado por el ariete, ya que el sedimento se aglomera y el acceso de los microorganismos al digestor no es muy óptimo. - Sólo es posible la alimentación horizontal del sustrato. - Sólo se puede alimentar un digestor desde la tolva de recepción.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • El adaptador de alimentación debe sellarse para impedir el paso del líquido. • La altura de llenado de la tolva por encima del nivel del suelo y el tamaño de la apertura de la tolva deben corresponder al equipo de carga disponible en el fundo agrícola. • El fabricante incluye cuchillas cruzadas para romper el atascamiento del ariete y esto parece sumamente práctico teniendo en cuenta el riesgo de aglomeración del sustrato. • Ocupa el espacio directamente al lado del digestor. • Es posible la medición basada en el peso con la alimentación por ariete si se equipa a la tolva de recepción con equipo apropiado para pesaje.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Ariete hidráulico con transportadores de gusano utilizando ya sea energía hidráulica o eléctrica • Versatilidad para combinarse con sistemas de recepción de varios tipos (por ejemplo tolva, contenedor de fondo de barrido, tráiler mezclador de pienso)
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Debido a que posee partes móviles, se tiene que tener en cuenta el gasto periódico en mantenimiento. • El mantenimiento del alimentador de ariete puede requerir un tiempo de parada considerable, también posiblemente junto con el vaciado del digestor.



Figura 3.19: Alimentación de biomasa apilable dentro del digestor con transportadores de tornillo [DBFZ]

Seguridad para Sistemas de Biogás emitidas por la Agencia Alemana de Salud y Seguridad Ocupacional Agrícola contienen información sobre los reglamentos para tuberías, válvulas y accesorios y pueden ser útiles para lograr el cumplimiento de las leyes y códigos de ingeniería respecto de las propiedades de los materiales, precauciones seguridad y pruebas de fugas para la operación segura de las plantas de biogás

[3-18]. Un factor extremadamente importante es la necesidad de proveer medios convenientes para eliminar el condensado de todo el tendido de tuberías, sin excepción, o de tender las tuberías con suficiente caída para asegurar que el ligero asentamiento o pandeo no vaya a producir puntos elevados no deseados a lo largo del tendido. Debido a las bajas presiones en el sistema, cantidades muy pequeñas de condensado

Tabla 3.16: Valores característicos de las válvulas, accesorios y tubería para los tubos que retienen el líquido

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none">• Material de tuberías: PVC, HDPE, acero o acero especial, dependiendo de la carga media y del nivel de presión• Conexiones de diseño embridado, soldado o pegado• El diámetro de los tubos para presión debe ser de 150 mm. Los tubos que no están bajo presión (tubos de reboce y retorno) deben ser de 200–300 mm en diámetro, dependiendo del sustrato.• Todos los materiales deben ser químicamente resistentes al sustrato y aptos para operar a la presión máxima de la bomba (tubería presurizada).
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none">• Las válvulas de compuerta en cuña forman un buen sello, pero las sustancias interferentes las ensucian fácilmente.• Las válvulas de compuerta tipo cuchilla cortan las sustancias fibrosas.• Se debe utilizar mecanismos de cierre de acción rápida y cabezal de bola para los tubos que se tiene que desconectar rápidamente.• Todas las válvulas, accesorios y tuberías deben estar convenientemente protegidos contra el congelamiento. Se tienen que equipar con aislamiento para manejo de sustrato tibio.• Siempre se debe tender los tubos con 1-2% de pendiente para facilitar su vaciado.• Se debe establecer la ruta de la tubería para evitar el reflujo del sustrato desde el digestor al pozo pre-digestor.• Cuando se tiende tubería bajo tierra, se debe asegurar de que la sub-base está bien compactada antes de instalarla.• Se debe instalar una válvula de compuerta corriente arriba de cada trampa de retención en un solo sentido, en caso de que las sustancias interferentes impidan que la trampa de retención de una vía se cierre correctamente.• La tubería de fierro forjado no es una buena elección porque la formación de depósitos es mayor que en los tubos de plástico de superficie lisa, por ejemplo.

Tabla 3.17: Valores característicos de las válvulas, accesorios y tuberías para los tubos de retención de gas

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none">• Material de entubado: HDPE, PVC, acero o acero especial (no se usa tubería de cobre ni de otros metales no ferrosos)• Conexiones de diseño embridado, soldado pegado o roscado
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none">• Todas las válvulas, accesorios y tuberías deben estar protegidos convenientemente contra el congelamiento.• Siempre se debe establecer las rutas de la tubería con una caída constante para evitar la acumulación indeseada de condensado (riesgo de atascamiento).• Todos los tubos que retienen gas deben prever el drenaje del condensado; el desaguado debe hacerse por el ducto para el condensado.• Todas las válvulas y accesorios deben de ser de fácil acceso para poder dar mantenimiento fácilmente y para que un operador pueda trabajar fácilmente en una posición segura.• Cuando se tienen tubos bajo tierra, asegurarse de que la sub-base esté bien compactada antes de instalar la tubería y de que toda la tubería está libre de tensiones y deformaciones. Si es necesario, incluir adaptadores de desfogue o codos en U.



Figura 3.20: Tuberías, válvulas y accesorios de la estación de bombeo, y válvulas de cierre [DBFZ]



Figura 3.21: Plataforma de trabajo entre dos tanques y dispositivos de alivio de presión (izquierda); tubería de gas con compresora de soplado de aire (derecha) [MT-Energie GmbH (left), DBFZ (derecha)]

puede ser suficientes para causar un bloqueo completo. Los parámetros más importantes para los tubos de retención de líquidos y los tubos de retención gas se resumen en las Tablas 3.16 y 3.17, respectivamente. Las Figuras 3.20 y 3.21 muestran ejemplos a manera de ilustración.

3.2.2 Recuperación del biogás

3.2.2.1 Diseños de digestores

Los vínculos entre el diseño de digestores y el proceso de fermentación son muy estrechos. La fermentación del sustrato se puede lograr por procesos con mezclado completo (reactores de tanques con agitación), procesos de flujo de pistón o procesos especiales.

Posee procesos con combinación total (reactores con tanque de agitación).

Se utiliza reactores cilíndricos, verticales con tanque de agitación principalmente en las plantas agrícolas para la producción de biogás. En este momento (2009), este tipo se usa en aproximadamente el 90% de las instalaciones. El digestor consiste de un tanque con fondo de concreto y lados de acero o de concreto armado. El tanque se puede ubicar ya sea por completo o en parte bajo tierra o en superficie.

La cobertura sobre el tanque es a prueba de fugas de gas, aunque las especificaciones del diseño pueden variar dependiendo de las necesidades y del modo de construcción. Las coberturas de concreto y de láminas de plástico son las más comunes. El sustrato es agitado por agitadores ubicados dentro o al lado del reactor. La Table 3.18 enumera las propiedades específicas. La Figura 3.22 muestra una sección a través de

un reactor de este tipo. Los distintos tipos de agitador se tratan en más detalle en la Sección 3.2.2.3.

Proceso de flujo de pistón

Las plantas de biogás con flujo de pistón (la versión de digestión húmeda también se conoce como sistema de tanque de flujo continuo) usa el efecto de expulsión del alimento de sustrato fresco para crear un flujo de pistón a través de un digestor de sección redonda o cuadrada. Normalmente se logra el mezclado transversal en la dirección del flujo por medio de ejes con paletas o de desviadores especialmente diseñados. La Tabla 3.19 representa las propiedades características de este tipo de planta.

En términos generales existen digestores de flujo de pistón horizontales y verticales. Prácticamente todos los digestores utilizados en plantas agrícolas son del tipo horizontal. En la actualidad, son pocos los digestores verticales que operan bajo el principio del flujo de pistón y por ello no aparecen en este estudio. Las Figuras 3.23 a 3.25 ilustran de manera esquemática ejemplos de digestión húmeda y seca.

Los digestores generalmente son tanques horizontales de acero, contruidos en fábricas y luego entregados en el sitio. Esto requiere transporte de los digestores hasta el sitio, lo cual es posible sólo hasta un determinado tamaño de tanque. Los usos posibles son como digestores principales de pequeñas plantas o como digestores preliminares de plantas más grandes con reactores de tanques con agitadores (tanques redondos). Las baterías de digestores horizontales de operación en paralelo pueden aumentar la capacidad de procesamiento.

El principio del flujo de pistón reduce la posibilidad de descargar no intencionalmente sustrato no di-

Tabla 3.18: Propiedades de los reactores de biogás con flujo de pistón, tal como se describe en [3-1] y [3-3]

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> Tamaño: digestores horizontales de hasta 800 m³, digestores verticales de hasta 2500 m³ Material: principalmente acero y acero especial, también concreto armado
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> Digestión húmeda: conveniente para sustratos para bombear con alto contenido de materia seca Digestión seca: equipamiento de agitación y transporte adaptable al sustrato Diseñado para alimentación semi-continua o continua
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Es apto para plantas compactas, de diseño económico y tamaño reducido. + Las etapas de digestión están separadas en el flujo de pistón. + El diseño elimina la formación de escoria y las capas de asentamiento. + Los tiempos de residencia son tal como se prevén debido a que el diseño impide en gran medida cortocircuitos del flujo. + Los tiempos de residencia son cortos. + Se puede calentar eficazmente. El diseño compacto ayuda a minimizar las pérdidas de calor. + Digestión seca: se puede utilizar agitadores potentes, confiables y que ahorren energía
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Se necesita espacio para los tanques. - No hay inoculación del material fresco o la inoculación debe hacerse por retorno del digestato como material semilla. - Es económico solamente en pequeña escala. - El reactor debe vaciarse por completo si se requiere dar servicio al agitador.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Como reactores de flujo de pistón con sección transversal redonda o cuadrada • Puede ser horizontal o vertical, pero normalmente es horizontal. • En un reactor vertical, el flujo de pistón se establece usualmente por partes internas verticales y rara vez por partes internas horizontales. • Se puede operar con o sin equipo de mezclado.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Se debe contar con entradas para todos los dispositivos y tubos que requieran conexión. • Se tiene que instalar una válvula de alivio para la cámara de gas por razones de seguridad.
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Es necesario al menos un pozo de acceso para poder llegar al interior del reactor en caso de avería. • Se debe cumplir con los reglamentos aplicables de salud y seguridad para el trabajo dentro del digestor.

Tabla 3.19: Propiedades de los reactores de biogás de tanques con agitación, tal como se describe en [3-1] y [3-3]

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Es posible llegar a tamaños de más de 6 000 m³ pero el control del mezclado y del proceso se hace más complejo a medida que el tamaño aumenta. • Generalmente están hechos de concreto o acero.
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • En principio es apto para todo tipo de sustratos, preferiblemente sustratos para bombeo con contenido bajo o mediano de materia seca. • El equipamiento de agitación y transporte debe ser adaptado al sustrato. • Proporciona retorno de digestato si el alimento es únicamente cultivo energético. • Es conveniente para alimentación continua, semi-continua e intermitente
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + El diseño es económico cuando el volumen del reactor es de más de 300 m³. + La operación es variable en configuraciones de flujo continuo o tanque de flujo continuo/tampón. + Dependiendo del diseño, se puede dar servicio al equipo normalmente sin vaciar el digestor.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Los cortocircuitos del flujo son posibles de manera que no se puede establecer con seguridad el tiempo de residencia. - Se puede formar capas de escoria y sedimento.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Se recomienda la remoción de sedimentos para algunos sustratos (por ejemplo, bostas de aves y sedimento de cal), piso de barrido con transportador de descarga en tornillo.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Tanque cilíndrico vertical ya sea por encima de la superficie o parte superior a nivel del suelo • El equipo de mezclado debe ser muy potente. Si sólo se fermenta la bosta líquida en la circulación neumática del digestor, es viable la inyección de biogás. • Medios de re-circulación: agitadores de motor sumergible ubicados dentro del espacio cerrado del reactor, agitador axial en un ducto vertical central, re-circulación hidráulica con bombas externas, re-circulación neumática por inyección de biogás por un ducto vertical, re-circulación neumática por inyección de biogás en grandes áreas a través de boquillas en la parte inferior del reactor
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • El pozo de acceso facilita el ingreso.

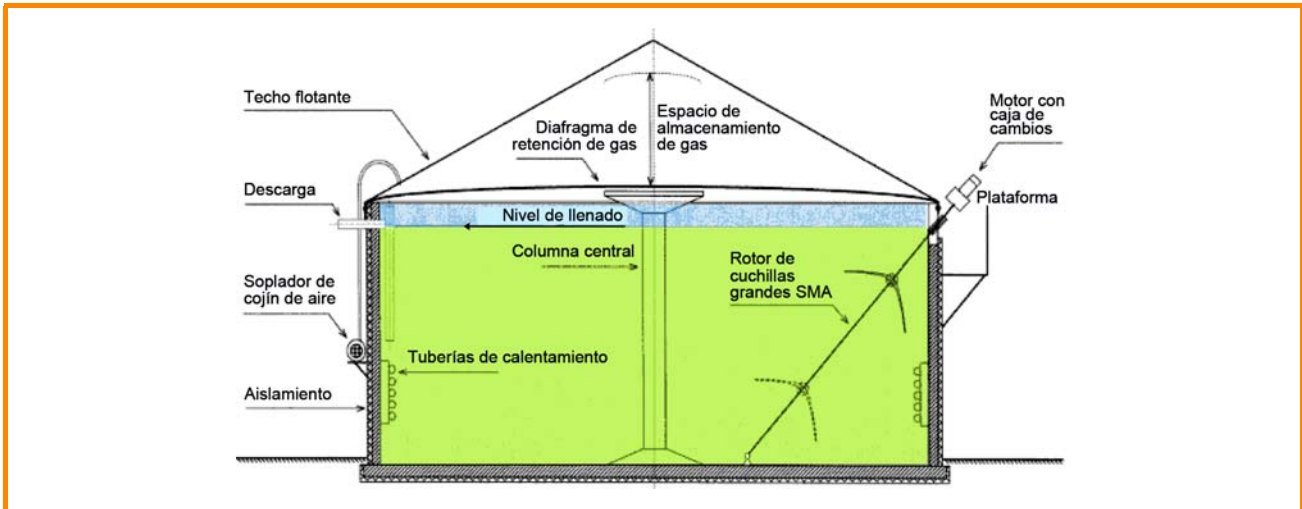


Figura 3.22: Reactor con tanque de agitación con agitador de eje largo y otros elementos internos [Anlagen- und Apparatebau Lütke GmbH]

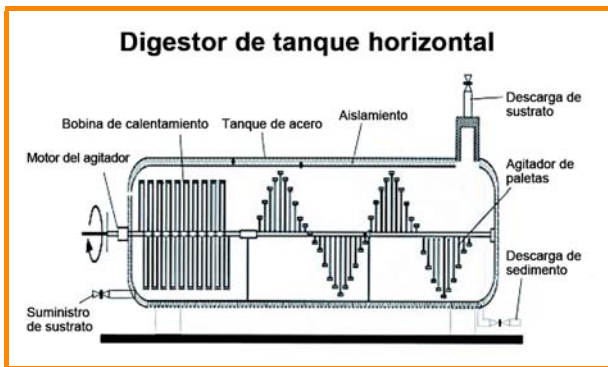


Figura 3.23: Reactor de flujo de pistón (digestión húmeda) [3-4]

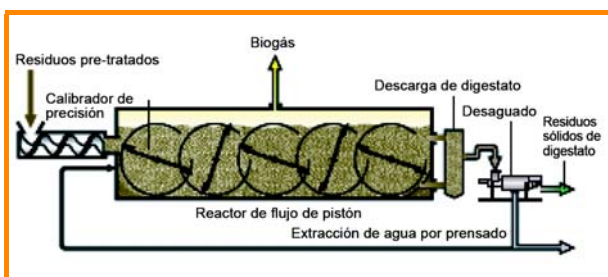


Figura 3.24: Reactor de flujo de pistón (digestión seca) [Strabag-Umweltanlagen]

gerido del reactor y se puede mantener el tiempo de residencia de manera muy confiable para todo el material [3-3].

Procesos en lote

Los procesos en lote usan contenedores móviles o digestores tipo caja estacionarios. Estos procesos han logrado madurez comercial en años recientes y se han

establecido en el mercado. Los digestores de caja de concreto armado son muy usados para fermentar los sustratos a granel como el maíz y el ensilaje de pastos.

En el proceso por lotes los digestores se llenan con biomasa y están sellados herméticamente. Los microorganismos en el sustrato semilla se mezclan a través del sustrato fresco para inocularle calor al sustrato de primera fase en la que se alimenta el digestor de aire. Tiene lugar un proceso de compostaje asociado con la liberación de calor. Cuando la biomasa llega a la temperatura operativa se cierra el suministro de aire. Una vez que se ha consumido el suministro del oxígeno entrante, los microorganismos se activan y la biomasa se convierte en biogás como en la digestión húmeda. El biogás queda atrapado en las cabezas de gas conectadas al digestor y conectadas por tuberías para la extracción de energía [3-1].

Las baterías de 2 a 8 cajas han mostrado ser prácticas y el esquema más común es una batería de cuatro cajas. Este esquema es suficiente para lograr una producción de gas semi-continua.

Una batería de digestores también debería tener un tanque de lixiviado para captar el líquido que se filtra de los reactores para que éste también pueda convertirse en biogás. El lixiviado también se rocía sobre la masa de fermentación del reactor para inocular el material. La Figura 3.26 muestra un ejemplo de un digestor tipo caja.

Procesos especiales

Aparte de los procesos muy comunes para la digestión húmeda y digestión seca tal como se describe anteriormente, existen otros procesos que no son ade-



Figura 3.25: Reactores de flujo de pistón; ejemplos en campo, cilíndrico (izquierda), sección de caja, con reservorio de gas superior (derecha) [Novatech GmbH (izquierda), DBFZ (derecha)]



Figura 3.26: Ejemplo de digestores de caja; batería de digestores [Weiland, vTI] y puerta de digestor de caja [Paterson, FNR]

cuadramente clasificables en estas categorías. Han aparecido varios enfoques nuevos pero por el momento no se puede evaluar qué importancia cobrarán en el futuro.

En la parte oriental de Alemania existen procesos especiales de digestión húmeda que son muy populares y utilizan un método de dos cámaras para mezclar el sustrato (el proceso 'Pfefferkorn' denominado así por el nombre del inventor que desarrolló el principio). En un digestor de este tipo el sustrato se re-circula hidráulicamente por la acumulación automática de la presión que resulta de la producción del gas y bajando la presión soprándola cuando se alcanza una presión calibrada pre-definida. Esto elimina la necesidad de usar electricidad para la agitación. La desventaja es que el diseño estructural del digestor es más complejo. En el sector agrícola se ha construido más de 50 plantas de biogás con esta tecnología con capacidades de los digestores entre 400 y 6000 m³, principalmente para la digestión de bosta líquida con un bajo contenido de cultivos energéticos y para la digestión de desagüe-lodo líquido. La Figura 3.27 es una vista de corte de un digestor de dos cámaras.



Figura 3.27: Digestor de dos cámaras [ENTEC Environment Technology Umwelttechnik GmbH]

También han surgido varias adaptaciones especiales de la digestión seca en lotes. Independientemente de las diferencias, todos estos diseños tienen en común que deben darse en un espacio cerrado para los sustratos a granel.



La digestión en túneles plásticos es una solución muy práctica que ha evolucionado a partir de la tecnología de ensilaje. Un túnel plástico a prueba de fugas de gas de hasta 100 metros de largo colocado en una losa de concreto calentable se llena con material de alimento. El biogás se saca por una cabeza integral y se entuba hacia una unidad de CHP.

Un sistema con carga por la parte superior se conoce como un reactor de lote secuencial (SBR). El sustrato se humedece solamente por percolación periódica hasta que el alimento se sumerge en líquido.

Un nuevo desarrollo es una digestión en dos etapas en digestores de cajas agitadas. Los gusanos dentro de los digestores homogeneizan el material, los transportadores de tornillo lo acarrearán a la siguiente etapa. Los digestores en lote no tienen puertas. En vez de ello, el material de alimentación a granel se introduce y se descarga por transportadores de tornillo completamente encapsulados.

Un proceso de digestión seco/húmedo en dos etapas requiere una cámara de caja para la hidrólisis y lixiviación del material de alimentación. El líquido de la hidrólisis y la lixiviación se bombea a un tanque de hidrólisis. Este tanque alimenta la etapa de metanización. El proceso es capaz de iniciar y detener la metanización en unas cuantas horas y, por lo tanto, es conveniente para la integración en un suministro bruto de capacidad confiable. Ver una vista de conjunto de los diseños especiales en la Figura 3.28.

3.2.2.2 Estructura de los digestores

En términos generales, los digestores consisten en un tanque de digestión como tal, térmicamente aislado, además de un sistema de calentamiento, sistemas de mezclado y sistemas de descarga para los sedimentos y el sustrato utilizado.

Diseño del tanque

Los tanques del digestor están hechos de acero, de acero especial o de concreto armado.

El **concreto armado** se hermetiza suficientemente por saturación de agua. La humedad requerida para este propósito está contenida en el sustrato y el biogás. Los digestores se fraguan en el sitio utilizando concreto de fraguado in situ (CIP) o ensamblados a partir de partes pre-fabricadas o pre-fraguas. Los tanques de concreto pueden colocarse en parte o por completo en el subsuelo si es que las condiciones del subsuelo son convenientes. La cobertura del tanque puede hacerse de concreto y las tapas de concreto de los tanques que están por debajo de la superficie pueden diseñarse para

que soporten el paso de vehículos. El biogás se almacena separadamente en un tanque externo de almacenamiento de gas. Los digestores diseñados también para el almacenamiento de gas tienen tapas a prueba de fuga de gas hechas de láminas de plástico de calibre pesado. A partir de un determinado tamaño de tanque se necesita una columna central que soporte el peso de una tapa de losa de concreto. Si el trabajo no es profesional, existe el riesgo de que se raje la losa de tapa. En el pasado, no era poco común ver rajaduras, fugas y corrosión del concreto, y en los casos extremos los digestores quedaban afectados por estos problemas y tenían que ser demolidos.

El uso de concreto de alta densidad y la planificación profesional de los digestores son esenciales para evitar problemas de esta naturaleza. La Asociación Federal de la Industria de Cemento Alemana ha publicado su conjunto de instrucciones LB 14 para el sector de construcción agrícola titulado Concreto para Tanques en Plantas de Biogás [3-13]. Estas instrucciones incluyen las recomendaciones de la Asociación respecto de los requisitos aplicables a la calidad del concreto utilizado en los digestores de concreto armado. Los indicadores clave de desempeño para el uso de concreto para la construcción de plantas de biogás se describen en la Tabla 3.20. En las instrucciones de la Asociación de la Industria del Cemento se añade información adicional para el sector de construcción agrícola LB 3 [3-10] y LB 13 [3-11]. La Figura 3.29 muestra un digestor de concreto armado en construcción.

Los tanques hechos de **acero y acero especial** se colocan sobre bases de concreto a las que están conectados. Se utilizan bandas de metal laminado y arrollado así como planchas de acero soldadas o empernadas. Las uniones empernadas deben ser selladas adecuadamente. Los digestores de acero siempre son diseñados para colocarlos en la superficie. En la mayoría de los casos, la estructura del techo se utiliza para el almacenamiento de gas y se utiliza láminas de plástico de calibre pesado a prueba de fugas de gas. La Tabla 3.21 representa los valores característicos y las propiedades de acero. Ejemplos se muestran en la Figura 3.30.

3.2.2.3 Mezcla y agitación

Por varias razones es importante que los contenidos de digestor se mezclen por completo:

- para la inoculación de sustrato fresco por contacto con el material semilla en la forma del fluido del digestor biológicamente activo;



Figura 3.28: Ejemplos de construcciones especiales de digestión seca; reactor de lotes secuenciales (izquierda), digestor de caja con tanque con agitación (centro), etapa de metanización del proceso de digestión seco/húmedo y tanque externo de almacenamiento de gas (derecha) [ATB Potsdam (izquierda), Mineralit GmbH (centro), GICON GmbH (derecha)]



Figura 3.29: Un digestor de concreto en construcción [Johann Wolf GmbH & Co Systembau KG]

- para la distribución uniforme de calor y nutrientes dentro del digestor;
- para la prevención del asentamiento y formación de capas de escoria, y de las rupturas de las capas si llegaran a formarse;
- para la buena extracción de gas del biogás a partir del sustrato.

El sustrato de fermentación se mezcla mínimamente por medio de la introducción de sustrato fresco por flujos de convección térmica y por las burbujas de gas que se elevan a través de la masa en fermentación. Sin embargo, este mezclado pasivo no es suficiente de manera que el proceso de mezclado tiene que ser asistido de manera activa.

El mezclado puede ser mecánico por medio de sistemas como los agitadores dentro del reactor, hidráulico por bombas colocadas cerca y afuera del digestor o neumático soplando biogás dentro del tanque.

Los últimos dos de estos métodos son menos importantes. En Alemania, los mezcladores o agitadores mecánicos se utilizan en 85 a 90% de las plantas [3-1].

Mezclado mecánico

El sustrato se mezcla mecánicamente por medio de agitadores. Se puede hacer una distinción entre la acción de cizallamiento y los agitadores de amasado. La viscosidad y el contenido de materia seca del medio son los factores que definen en tipo de agitador utilizado. Las combinaciones de ambos son frecuentes. Trabajan conjuntamente para un mejor efecto.

Los agitadores operan continua o intermitentemente. La práctica ha demostrado que los intervalos de agitación tienen que optimizarse empíricamente caso por caso para acomodarse a las especificidades de la planta de gas, las cuales incluyen las propiedades del sustrato, el tamaño del digestor, la tendencia a la formación de escoria y otros. Por razones de seguridad, es mejor agitar más frecuentemente y por periodos más largos luego del arranque de la planta. Con la experiencia puede optimizarse la duración y la frecuencia de intervalos y la configuración de los agitadores. Se puede usar distintos tipos de agitador para este propósito.

Los agitadores con motores sumergibles (SMA) se utilizan frecuentemente en los digestores verticales que operan bajo el principio del tanque con agitación. Se distingue entre los SMA de alta velocidad con propulsores con dos o tres cuchillas y los SMA de baja velocidad con dos grandes cuchillas de rotor. Estos agitadores con acción de cizallamiento pueden ser impulsados por motores eléctricos con y sin cambios. Están completamente sumergidos en el sustrato de tal manera que sus cubiertas tienen que estar encauchadas para resistir a la corrosión y para ser herméticas ante la presión del agua y, de esta manera, se enfrían por el medio circundante [3-1]. Los valores característicos para los agitadores de tipo propulsor con motor sumergidos aparecen en la Tabla 3.22. La Figura 3.31 muestra ejemplos.

Una ubicación alternativa para el motor de **un agitador de eje largo** basado en cizallamiento es al final

Tabla 3.20: Valores característicos y parámetros del proceso del concreto para tanques en plantas de biogás [3-10] [3-11] [3-13]

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Para los digestores en el espacio humedecido líquido C25/30; el espacio de gas C35/45 o C30/37 (LP) para componentes con exposición al congelamiento, para pozos pre-digestores y piscina de bosta líquida = C25 • Si se implementa medios convenientes para proteger el concreto, es posible reducir la resistencia mínima requerida del concreto • La proporción agua-cemento es de 0,5 para los pozos pre-digestores y para las piscinas de bosta líquida es de 0,6. • El límite del ancho de rajaduras es = 0,15 mm. • La cobertura de concreto sobre el armado es de al menos 4 cm interiormente.
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Es conveniente para todos los tipos de digestores (horizontales y verticales) y pozos.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + La base y el digestor pueden ser un elemento estructural único. + Es posible el ensamblaje parcialmente con pre-formados.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Sólo puede fraguarse el concreto cuando no haya congelamiento. - El tiempo de construcción es más largo que para los reactores del acero. - Es difícil hacer aperturas luego de construido.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Si se instala elementos de calentamiento en la base de losa de concreto, se tiene que prever que habrá tensiones y deformaciones inducidas térmicamente. • La estructura debe ser confiablemente a prueba de fugas de gas. • Para evitar el daño, se tiene que diseñar el armado del concreto de manera que soporte los esfuerzos y deformaciones que resultan de deltas de temperatura a veces considerables en la estructura. • En particular, las superficies de concreto no cubiertas permanentemente por sustrato (espacio de gas) deben cubrirse (por ejemplos, con epóxido) para protegerlas contra el ataque de ácidos. • A menudo las autoridades exigen la instalación de un sistema de detección de fugas • Se debe asegurar la resistencia a los sulfatos (utilizar cemento de alta resistencia al sulfato, cemento HS). • En consecuencia, el análisis estructural para la planificación del tanque o tanques del digestor tiene que ser muy exhaustivo y específico según el lugar para evitar rajaduras y daños.

Tabla 3.21: Valores característicos y parámetros del proceso del acero para tanques en plantas de biogás

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Acero estructural galvanizado/esmaltado St 37 o acero especial V2A en el espacio de gas corrosivo de 4A
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Es conveniente para todos los digestores horizontales y verticales y para los pozos.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Es posible el pre-fabricado, por tanto los periodos de construcción son menores. + Es flexible para hacerle aperturas.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Se puede fraguar la base sólo en periodos en que no haya congelamiento. - Generalmente se necesitan algunos medios extra de soporte para los agitadores.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • En particular las superficies que no están constantemente inmersas en el sustrato (espacio de gas) tienen que estar hechas del material de alto grado o se les debe aplicar un revestimiento protector conveniente para impedir la corrosión. • Toda la estructura debe ser a prueba de fugas de gas, particularmente las conexiones en las bases y el techo. • A menudo, las autoridades exigen la instalación de un sistema de detección de fugas. • Es absolutamente esencial evitar el daño a los revestimientos protectores de los tanques de acero estructural.

de un eje del agitador colocado oblicuamente a lo largo del digestor. El motor está afuera del digestor y el eje pasa a través de una glándula a prueba de filtraciones de gas en la losa que tapa el digestor o en un punto en la pared lateral cerca de la parte superior en caso de un reactor con cubierta de lámina plástica. Los ejes pueden estar apoyados en soportes extra en la base del digestor y dotados de uno o más propulsores de pequeño diámetro o agitadores de gran diámetro.

La Tabla 3.23 presenta los valores característicos de los agitadores de eje largo. La Figura 3.32 muestra algunos ejemplos.

Los agitadores axiales son otro medio de lograr un mezclado mecánico basado en el cizallamiento del sustrato dentro del digestor. Son comunes en las plantas de biogás en Dinamarca y operan continuamente. Rotan en un eje que usualmente baja desde el centro del techo del digestor. La velocidad de entrada del motor de transmi-



Figura 3.30: Un digestor de acero especial en construcción [Anlagen- und Apparatebau Lütke GmbH]

sión montado fuera del digestor se transmite hacia abajo a no más de unas cuantas revoluciones por minuto. Estos agitadores están diseñados para crear un flujo constante dentro del digestor y la dirección de la circulación es hacia abajo cerca del centro y hacia arriba a los lados. La Tabla 3.24 resume los valores característicos y los parámetros del proceso de los agitadores axiales. La Figura 3.33 muestra un ejemplo.

Agitadores de paleta (o de rueda con paletas) son de baja velocidad y tienen agitadores de eje largo. El efecto removedor se logra no por acción de cizallamiento sino amasando el sustrato. En sustratos con un gran contenido de materia seca se logra un buen mezclado. Estos agitadores se utilizan en reactores que tienen tanques verticales con agitación y en digestores horizontales de flujo de pistón.

En los *digestores* horizontales el eje del agitador es necesariamente horizontal. Este eje porta las paletas que agitan el sustrato. El flujo de pistón horizontal se mantiene por alimentación en lotes de material fresco al digestor. Los agitadores a menudo tienen bobinas de calentamiento integradas a los ejes y a los brazos agitadores (ver Figura 3.23) para calentar el sustrato. El agitador opera por periodos cortos a baja velocidad varias veces al día. Los valores característicos se presentan en la Tabla 3.25.

En los digestores con tanques de agitación *verticales*, el eje de agitador horizontal es cortado sobre una estructura de soporte de acero. No es posible cambiar la orientación del eje. Se logra un buen mezclado dentro del digestor con un agitador de cizallamiento. La Figura 3.24 muestra un ejemplo. La Tabla 3.25 presenta una lista de las propiedades.

Mezclado neumático

Algunos fabricantes ofrecen mezclado neumático del sustrato pero no es de mayor importancia para las

plantas de biogás agrícola.

El mezclado neumático implica soplar biogás dentro del digestor a través de boquillas a nivel del piso. El gas burbujea hacia arriba a través del sustrato y crea movimiento vertical, mezclando el sustrato.

La ventaja de estos sistemas es que los componentes mecánicos necesarios para el mezclado (bombas y compresores) se ubican fuera del digestor y, por lo tanto, se desgastan poco. Estas técnicas no son convenientes para romper la escoria, de tal manera que se puede utilizar solamente para sustratos fluidos con baja tendencia a la formación de escoria. La Tabla 3.26 lista los valores característicos de los sistemas para el mezclado neumático.

Mezclado hidráulico

Cuando se mezcla hidráulicamente, se fuerza el sustrato dentro del digestor por medio de bombas y horizontalmente, u horizontal y verticalmente, por boquillas del agitador rotatorio. El sustrato tiene que extraerse y retornarse de tal manera de los contenidos del digestor se agiten tanto como sea posible.

Los sistemas mezclado hidráulico también tienen la ventaja de tener los componentes mecánicos necesarios para el mezclado fuera del digestor. En consecuencia, se gastan poco y su mantenimiento es fácil. El mezclado hidráulico no es bueno para romper la escoria, de tal manera que se puede utilizar únicamente para sustratos fluidos que tienen sólo poca tendencia a formar escoria. Respecto de la tecnología de bomba calibradora, también es importante la información de la Sección 3.2.1.4. La Tabla 3.27 proporciona una visión en conjunto de los valores característicos y parámetros del proceso del mezclado hidráulico.

Remoción del sustrato digerido

Los digestores del reactor con tanque de agitación tie-

Tabla 3.22: Valores característicos y parámetros del proceso de agitadores de tipo propulsor de motor sumergido [3-2], [3-16], [3-17]

Valores característicos	<p><i>General:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • El tiempo de trabajo depende del sustrato y tiene que determinarse durante la fase de mantenimiento de la planta. • Se puede instalar dos o más agitadores en digestores grandes. <p><i>Propulsor:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Operación intermitente de alta velocidad (500 a 1500 rpm) • Rango de potencia: hasta 35 kW <p><i>Rotor de cuchillas grandes:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Operación intermitente de baja velocidad (50 a 120 rpm) • Rango de potencia: hasta 20 kW
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Conveniente para todos los sustratos para digestión húmeda en digestores verticales. • No conviene para viscosidades sumamente altas.
Ventajas	<p><i>Propulsor:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> + Crea flujo turbulento, entonces hay muy buen mezclado en el digestor y se puede fragmentar la escoria y capas de sedimentos. + Posee muy buena movilidad de manera que es posible tener mezclado selectivo en toda las partes del digestor. <p><i>Rotor de cuchillas grandes:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> + Se puede lograr muy buena mezcla en el digestor. + Produce un flujo menos turbulento, pero una acción de cizallamiento más alta por kW_{el} consumido en comparación con SMA de altas velocidades.
Desventajas	<p><i>General:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Debido a los rieles de guía hay muchas partes móviles dentro del digestor. - El mantenimiento requiere abrir el digestor aunque normalmente no es necesario el vaciado (si se instala un winche). - Es posible la formación de escoria y el asentamiento debido al mezclado intermitente. <p><i>Propulsor:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Posible cavitación en sustratos ricos en materia seca (el agitador 'le da vuelta a su propio jugo') <p><i>Rotor de cuchillas grandes:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - La orientación del agitador tiene que fijarse antes del arranque inicial.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Las glándulas que hacen pasar los tubos guía a través de la losa superior del digestor deben ser a prueba de fugas de gas. • Control de operaciones intermitentes por medio de temporizadores, por ejemplo, o algún otro medio apropiado de control del proceso • La tapa del motor debe estar completamente sellada contra líquidos. Algunos fabricantes incluyen detección automática de fugas dentro de la cobertura del motor. • El enfriamiento del motor debe mantenerse confiablemente incluso a pesar de altas temperaturas en el digestor. • Con los convertidores de frecuencia es posible el control de velocidades variables y el arranque suave.
Diseños	<p><i>Propulsor:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Motores eléctricos con propulsor sin caja de cambios, o con reducción de cambios y sumergibles • Diámetros del propulsor de hasta 2,0 m aproximadamente. • Material: a prueba de corrosión, acero especial o fierro forzado revertido <p><i>Rotor de cuchillas grandes:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Motores eléctricos sin caja de cambios, o con reducción de cambios y sumergibles con rotores de dos cuchillas. • Diámetro del motor: desde 1,4 a 2,5 m • Material: acero especial o fierro forjado revestido resistente a la corrosión, las cuchillas están hechas de plástico o de resina de epoxi reforzada con fibra de vidrio
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • En algunos casos es difícil porque el motor tiene que levantarse hacia afuera del digestor. • Tiene que incluirse en el digestor ventanillas para el mantenimiento y para sacar el motor. • Se debe cumplir con los reglamentos aplicables de salud y seguridad para el trabajo dentro del digestor.

nen normalmente un rebose que funciona sobre el principio del sifón para impedir el escape del gas. El sustrato digerido también puede bombearse. Se aconseja agitar el material antes de extraerlo de un tanque de digestato. Esto da consistencia y calidad uniforme

al bio-fertilizador para el usuario final, por ejemplo en agricultura. Los agitadores con una transmisión PTO son aceptable buenos para aplicaciones de esta naturaleza. El equilibrio económico mejora porque el equipo no necesita un motor permanente. Puede ser más bien

Tabla 3.23: Valores característicos y parámetros del proceso de agitadores de eje largo

Valores característicos	<p><i>Propulsor:</i></p> <ul style="list-style-type: none">• Velocidad mediana alta (100–300 rpm)• Rango de potencia disponible: hasta 30 kW <p><i>Rotor de cuchillas grandes:</i></p> <ul style="list-style-type: none">• Baja velocidad (10–50 rpm)• Rango de potencia disponible: 2-30 kW <p><i>General:</i></p> <ul style="list-style-type: none">• El tiempo de trabajo y la velocidad dependen del sustrato, a determinar durante la fase de evaluación de la planta.• Material: Resistente a la corrosión, acero revestido, acero especial
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none">• Es conveniente para todos los sustratos en digestión húmeda, solamente en digestores verticales.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">+ Se puede lograr muy buena mezcla en el digestor.+ Prácticamente no hay partes móviles dentro del digestor.+ Aparte del digestor, la transmisión no requiere mantenimiento.+ Si la operación es continua puede evitarse la formación de asentamiento y escoria.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none">- La ubicación es estacionaria de manera que existe el riesgo de un mezclado incompleto.- En consecuencia, existe la posibilidad de que se formen capas de escoria y sedimentos en partes del digestor.- Si el mezclado es intermitente, es posible la formación de sedimento y escoria.- Los motores ubicados fuera del tanque pueden causar problemas debido a las molestias de ruido del motor y los cambios.- Los rodajes y ejes dentro del digestor pueden fallar. Si surgen problemas puede ser necesario vaciar parcial o completamente el digestor.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none">• Las glándulas que soportan el eje del agitador deben ser a prueba de fuga de gas.• El control de operaciones es intermitente debido a los temporizadores, por ejemplo, o algún otro medio apropiado de control del proceso.• Con los convertidores de frecuencia, es posible controlar las velocidades variables y el arranque suave.
Diseños	<ul style="list-style-type: none">• Motores eléctricos fuera del tanque con/sin cambios, ejes del agitador en el tanque con uno o más propulsores o rotores de dos cuchillas (también si se aplica con herramientas para triturado. Ver la sección “Triturado”)• En algunos casos, el extremo del eje en el soporte del fondo del digestor es flotante o está montado sobre un eslabón giratorio.• Es posible tener un adaptador para la transmisión PTO.
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none">• El mantenimiento del motor es fácil porque está situado fuera del digestor. No se requiere interrumpir el proceso.• Las reparaciones del propulsor y del eje son difíciles porque hay que sacarlos del digestor o bajar el nivel de llenado del digestor.• Se debe incluir en el digestor ventanillas de acceso para mantenimiento.• Se debe cumplir con los reglamentos aplicables de salud y seguridad para el trabajo dentro del digestor.



Figura 3.31: Propulsor SMA (izquierda), sistema de tuboguí (centro), rotor de cuchillas grandes SMA (derecha)
[Agrartechnik Lothar Becker (izquierda, centro), KSB AG]

acoplado a un motor de tractor para agitar el digestato cuando está listo para bombeo.

En los digestores horizontales, el flujo de pistón producido por la alimentación de sustrato fresco descarga el material digerido a través de un rebose o un tubo de descarga situado por debajo del nivel de la superficie del sustrato.



Figura 3.32: Agitadores de eje largo con dos cuchillas de agitación con y sin soporte del extremo del eje en el fondo del digestor [WELtec BioPower GmbH; gráfico: Armatec FTS-Armaturen GmbH & Co. KG]

Tabla 3.24: Valores característicos y parámetros del proceso de agitadores parciales para plantas de biogás

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Agitadores de operación continua, de baja velocidad • Rango de potencia disponible: hasta 25 kW • El tiempo de operación depende del sustrato y tiene que determinarse durante la fase de diseño de la planta • Material: resistente a la corrosión, usualmente acero especial • Utilización de energía: por ejemplo, 5,5 kW para 3 000 m³. Usualmente mayor
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Todos los sustratos en digestión húmeda, solamente en digestores grandes verticales
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Se puede lograr un buen mezclado en el digestor. + Prácticamente no hay partes móviles dentro del digestor. + La transmisión no requiere mantenimiento fuera del digestor. + Las capas de gas de escoria se pueden arrastrar hacia abajo adentro del sustrato. + Se evita en gran medida procesos continuos de sedimentación y formación de escoria.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - La ubicación es estacionaria de manera que existe el riesgo de un mezclado incompleto. - En consecuencia, existe la posibilidad de que se formen capas de escoria y sedimento en partes del digestor, particularmente cerca de los bordes. - El rodaje al que está sujeto el eje puede deformarse fuertemente de manera que el gasto en mantenimiento puede ser considerable.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Las glándulas que soportan el eje del agitador deben ser a prueba de fuga de gas. • Es posible tener control de velocidad variable gracias a los convertidores de frecuencia.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Motores eléctricos fuera del tanque con cambios, eje de agitador dentro del tanque con uno o más propulsores o rotores. Vienen como agitadores de fondo o elevados • Se puede instalar el propulsor en un ducto guía para propiciar el flujo. • Es posible no colocarlo al centro.
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • El mantenimiento del motor es práctico gracias a que se sitúa fuera del digestor. No se requiere interrumpir el proceso. • Las reparaciones de los rotores y el eje son difíciles porque hay que sacarlos del digestor o bajar el nivel de llenado de sustrato en el digestor. • Se debe incluir en el digestor ventanillas de acceso para mantenimiento. • Se debe cumplir con los reglamentos aplicables de salud y seguridad para el trabajo dentro del digestor.

3.2.2.4 Otros sistemas auxiliares

Muchas plantas de biogás tienen sistemas que no son absolutamente necesarios para las rutinas de operación normal, pero que pueden ser útiles-la mayoría dependiendo del sustrato- aunque hay que determi-

narlo caso por caso. A continuación se trata sobre los medios de prevención de la formación de capas de escoria flotante y sedimento. También se describe el paso posterior al proceso de formación de biogás de la separación entre sólidos y líquidos.

Tabla 3.25: Valores característicos y parámetros del proceso de los agitadores de ruedas-paletas en digestores verticales y horizontales

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none">• Posee agitadores de operación intermitente de baja velocidad.• El uso de energía depende mucho del sitio y el sustrato. Es mucho más alto en la digestión seca debido a la alta resistencia del sustrato.• El tiempo de operación depende del sustrato y éste debe determinarse durante la fase de diseño de la planta.• Material: resistente a la corrosión, usualmente acero revestido pero también es posible utilizar acero especial.
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none">• Todos los sustratos en digestión húmeda (especialmente para sustratos ricos en materia seca).
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">+ Permite lograr un buen mezclado en el digestor.+ La transmisión no requiere mantenimiento aparte del digestor. También es posible tener un adaptador para transmisión PTO.+ Se evitan los procesos de asentamiento y formación de escoria.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none">- Se tiene que bajar el digestor para dar mantenimiento a las paletas.- En caso de avería en la digestión seca, se tiene que vaciar manualmente todo el digestor (también es posible la agitación con un agitador secundario y vaciar mediante bombeo).- La ubicación es estacionaria de manera que existe el riesgo de un mezclado incompleto. Las transmisiones secundarias son necesarias para asegurar el flujo en el digestor (generalmente tornillos compactadores en digestores horizontales, agitadores basados en el cizallamiento en digestores verticales de tanques con agitación).
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none">• Las glándulas que soportan el eje del agitador deben ser a prueba de fuga de gas.• Es posible tener control de velocidad variable gracias a los convertidores de frecuencia.
Diseños	<ul style="list-style-type: none">• Motores eléctricos fuera del tanque con cambios, eje del agitador dentro del tanque con dos o más paletas. Posibilidad limitada de instalar tubería de intercambiador de calor como mezcladores secundarios en el eje o en unidad con las paletas (en digestores horizontales)
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none">• El mantenimiento del motor es fácil porque está situado fuera del digestor. No se requiere interrumpir el proceso.• El mantenimiento del motor es práctico gracias a que está situado fuera del digestor. No se requiere interrumpir el proceso.• Se debe incluir en el digestor ventanillas de acceso para mantenimiento.• Se debe cumplir con los reglamentos aplicables de salud y seguridad para el trabajo dentro del digestor.

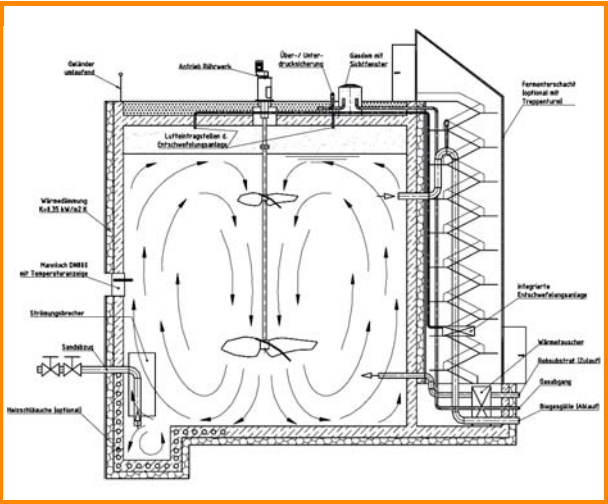


Figura 3.33: Agitador axial [ENTEC Environmental Technology Umwelttechnik GmbH]



Figura 3.34: Agitador de paletas [PlanET GmbH]

Tabla 3.26: Valores característicos y parámetros del proceso del mezclado neumático en digestores

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> Utilización de energía: por ejemplo, compresor de 15 kW para 1 400 m³, operación semi- continua Rango de potencia disponible: 0.5 kW y mayores. Son posibles todos los rangos para plantas de biogás
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> Los sustratos son muy fluidos y tienen poca tendencia a formar escoria flotante.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Se puede lograr un buen mezclado en el digestor. + Los compresores de gas están fuera del digestor de tal manera que se les puede dar mantenimiento fácilmente. + Se impide la formación de capas de sedimento.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Se tiene que vaciar el digestor para permitir el mantenimiento del sistema de inyector de biogás.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> La tecnología del compresor debe ser compatible con la composición del biogás.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> Presenta una distribución uniforme de boquillas en todo el fondo del digestor o principio de bomba mamut que fuerza el biogás hacia dentro de un ducto vertical. Se usa junto con mezclado hidráulico o mecánico.
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> El mantenimiento de los compresores es práctico gracias a su ubicación fuera del digestor. No hay necesidad de interrumpir el proceso. La reparación del equipo de inyección de biogás es difícil debido a que se tiene que vaciar el digestor. Se debe cumplir con los reglamentos aplicables de salud y seguridad para el trabajo dentro del digestor.

Tabla 3.27: Valores característicos y parámetros del proceso del mezclado hidráulico en digestores

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> Uso de bombas de alta capacidad Datos de energía: corresponde a los datos de bombas normales tal como se establece en la Sección 3.2.1.4 Material: el mismo que el de las bombas
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> Su uso es conveniente con todos los sustratos de fácil bombeo en digestión húmeda.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Se logra un buen mezclado dentro del digestor con bombas rotatorias sumergibles ajustables o en ductos. También es capaz de romper las capas de escoria y sedimento.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Se puede formar capas de sedimento y escoria si se usa bombas externas sin control de la dirección el flujo dentro del digestor. - No se puede eliminar las capas de sedimento y escoria si se utilizan bombas externas sin control de dirección de flujo dentro del digestor.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> Ver los detalles de las consideraciones especiales concernientes a este equipo en la Sección 3.2.1.4.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> Bomba rotatoria sumergible o bomba rotatoria ubicada en lugar seco, bomba de tornillo de rotor único excéntrico o bomba de desplazamiento rotatorio, ver sección 3.2.1.4 Las bombas situadas externamente pueden tener puertos de entrada equipados con deflectores o boquillas móviles. Se puede hacer cambios entre distintos puertos de entradas.
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> Las consideraciones de mantenimiento específicas del equipo son las mismas que en la Sección 3.2.1.4.

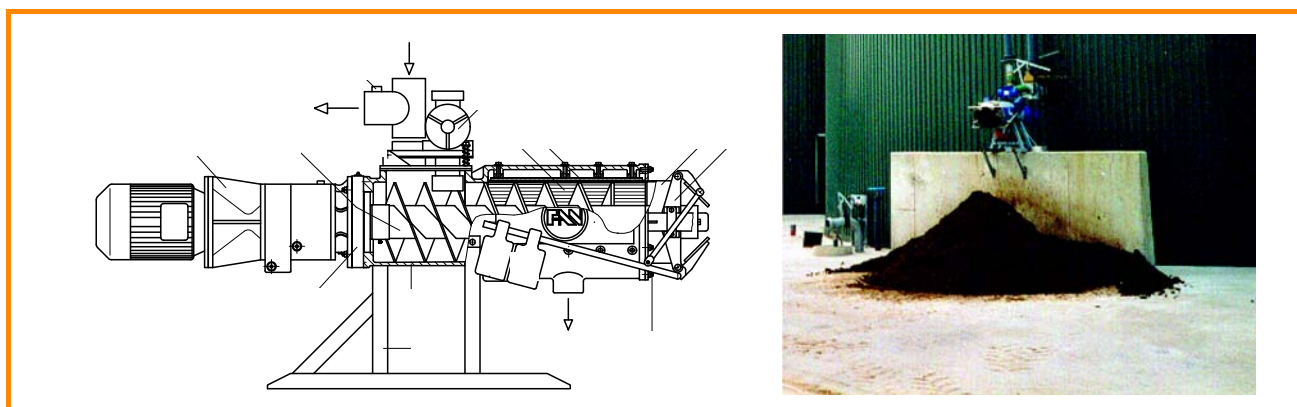


Figura 3.35: Separador de tornillos [FAN Separator GmbH (izquierda); PlanET Biogastechnik GmbH]

Trampa de espuma y control de espuma

En los digestores de digestión húmeda puede formarse espuma dependiendo del sustrato utilizado o, más exactamente de la composición del sustrato. Esta espuma puede atorar las tuberías de gas para la extracción de biogás y por eso la descarga de gas siempre debería ubicarse tan alta como sea posible dentro del digestor. Las trampas de espuma evitan que la espuma llegue dentro de los tubos de sustrato hasta los digestores que están al final de la línea o hasta las piscinas de almacenamiento. Ver un diagrama de la disposición de entradas y salidas en la Figura 3.36.



Figura 3.36: Dispositivos para impedir la interrupción de la extracción de gas. El ingreso de la tubería de gas con la apertura de la toma hacia arriba (a la izquierda está la entrada de alimentación del sustrato) [DBFZ]

También se puede instalar en el espacio de gas del digestor un sensor de espuma diseñado para lanzar una alerta si hay exceso de espuma. Si la formación de espuma es demasiado grave, una posibilidad es rociar inhibidores de espuma dentro del digestor, pero esto implica instalar el equipo necesario en el digestor. Este equipo puede consistir de un sistema de rociadores. Otro asunto que debe tenerse en consideración, sin embargo, es que los pequeños huecos en los tubos de los rociadores pueden ser atacados por la corrosión de la atmósfera gaseosa. Esto se puede evitar operando el sistema de rociadores a intervalos regulares incluso si no se forma espuma. Los inhibidores de espuma convenientes para esta aplicación usan aceites, de preferencia vegetales. El agua rociada sobre la fase líquida también puede ayudar como medida de emergencia.

Remoción del sedimento del digestor

Las capas de sedimentos y precipitados se forman cuando los materiales densos como la arena se asientan fuera del sustrato durante la digestión húmeda. Para separar los materiales densos se equipan los pozos pre-digestores con separadores de material pe-

sado, pero la arena puede mezclarse muy firmemente con la materia orgánica (éste es a menudo el caso de la bosta proveniente de las granjas de aves, por ejemplo), y el resultado es que con mucha frecuencia en los pozos pre-digestores sólo se puede eliminar las piedras y otros materiales pesados gruesos. Una gran proporción de la arena se libera sólo después en el curso de la biodegradación en el digestor.

Ciertos sustratos como la bosta de cerdo y los excrementos de aves contribuyen a la formación de estas capas. Las capas de sedimentos pueden hacerse muy gruesas con el transcurso del tiempo reduciendo de manera efectiva la capacidad utilizable del digestor. Se ha encontrado digestores llenos hasta la mitad de arena. Las capas de sedimentos también tienden a endurecerse y se pueden eliminar solamente con excavadoras mecánicas o con picos. Los raspadores de fondo o un drenaje del fondo hacen posible descargar las capas de asentamiento del digestor. Si la formación de capa de sedimentos es grave, no hay garantía de que el sistema de descarga del sedimento siga funcionando, de manera que podría ser necesario destapar el digestor para remover capas de sedimentos por medios manuales o por medio de un equipo mecánico apropiado. Los posibles medios de remoción o descarga del sedimento aparecen en la Tabla 3.28. En digestores muy altos, de más de 10 metros de altura, la presión estática puede ser suficiente para descargar arena, cal y lodo líquido.

Separación de sólidos y líquidos

A medida que la proporción de sustratos apilables en la recuperación de biogás se incrementa, se tiene que prestar más atención a la fuente del líquido para humedecerlos hasta formar un puré y la capacidad del tanque de almacenamiento de digestato. Un tanque de almacenamiento de un fundo agrícola frecuentemente tiene un tamaño como para acomodar residuos de bosta líquida, pero no puede acomodar también sustrato adicional pos-digestión. En circunstancias como éstas, puede ser viable tanto económica como tecnológicamente recurrir a la separación de sólidos y líquidos. El líquido que se extrae de la masa por medio de prensado puede utilizarse como líquido de proceso para la conversión en puré o como bosta líquida y la fracción de sólidos ocupa menos espacio de almacenamiento o puede usarse para compostaje.

Para la separación de sólidos y líquidos puede utilizarse prensas de filtro de tipo faja, centrífugas y separadores de tornillo o de gusano. Los más comunes son los separadores de gusano por lo que se presenta sus valores característicos en la Tabla 3.29. La Figura

Tabla 3.28: Sistemas de descarga y remoción de sedimentos

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Las características del equipo utilizado en los sistemas de descarga y remoción de sedimentos corresponden a las de los elementos individuales del equipo descrito anteriormente.
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Posee raspadores de fondo sólo en los digestores verticales con fondo circular y liso. • Posee transportadores de tornillo a la descarga en digestores horizontales y verticales. • Presenta fondos cónicos en digestores verticales.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Las características del equipo utilizado en los sistemas de descarga y remoción de sedimentos corresponden a las de los elementos individuales del equipo descrito anteriormente. • Los transportadores de tornillo para descarga deben tener ya sea glándulas a prueba de fugas de líquidos a lo largo de la pared lateral del digestor o glándulas a pruebas de fugas de gases a través de la cubierta por encima de la pared lateral. • La descarga puede provocar molestias por los fuertes malos olores. • Tiene que integrarse un sumidero de bomba o similar al digestor para los transportadores de tornillo de descarga.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Posee raspadores de fondo con transmisión fuera del tanque para sacar el sedimento del digestor. • Posee transportadores de tornillo de descarga en fondo del digestor. • Presenta fondo de digestor cónico con bomba de descarga y agitación de la capa de sedimento o sistema de lavado
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • El mantenimiento de sistemas instalados permanentemente requiere el vaciado del digestor por lo que la transmisión o el equipo de remoción instalados fuera del tanque pueden ser convenientes por medio de un equipo mecánico apropiado. • Se debe cumplir con los reglamentos aplicables de salud y seguridad para el trabajo dentro del digestor.

3.35 muestra un corte de un separador de gusano y un ejemplo de un separador en operación.

3.2.2.5 Calentamiento y aislamiento térmico

Aislamiento térmico del digestor

Los digestores requieren aislamiento térmico adicional para reducir la pérdida del calor. Se puede utilizar materiales comerciales de aislamiento térmico, aunque se debe seleccionar materiales cuyas propiedades convengan a la ubicación (proximidad al suelo, etc.) (ver Tabla 3.30). La Tabla 3.31 presenta una visión de conjunto de los parámetros y algunos ejemplos de materiales de aislamiento. Se utiliza láminas trapezoidales de metal o empanelado de madera para proteger el material de aislamiento de los efectos del clima.

Calentamiento del digestor

La temperatura dentro del digestor tiene que ser uniforme para asegurar un proceso óptimo de digestión. En este sentido no se trata tanto de mantener la temperatura especificada dentro de un décimo de un grado de diferencia, lo que es importante, sino más bien mantener las fluctuaciones de temperatura dentro de límites estrictos. Esto se aplica a las fluctuaciones de temperatura a lo largo del tiempo y también al desequilibrio de temperaturas en diferentes partes del digestor [3-3]. Las fluctuaciones y desviaciones graves de temperatura por encima o por debajo de ciertos

niveles pueden impedir el proceso de digestión o incluso hacer que se detenga por completo en el peor de los casos. Provocan la detención completa en el peor de los casos. Las causas de las fluctuaciones de temperaturas son muchas y variadas.

- alimentación de sustrato fresco;
- estratificación de la temperatura o de formación de zonas de temperatura debido a un aislamiento térmico e insuficiente, calibramiento ineficaz o planificado incorrectamente, mezclado insuficiente;
- posición de los elementos de calentamiento;
- temperatura ambiente extrema en verano e invierno;
- fallas del equipo.

El sustrato debe calentarse para lograr las temperaturas necesarias de proceso y compensar las pérdidas de calor. Puede lograrse por medio de intercambiadores de calor o calentadores ya sea instalados externamente o integrados al digestor.

Los calentadores integrados calientan el sustrato dentro del digestor. La Tabla 3.32 proporciona una visión de conjunto de las tecnologías involucradas. La Figura 3.37 muestra ejemplos.

Los intercambiadores externos de calor calientan el sustrato antes de introducirlo al digestor de manera que el sustrato se pre-calienta antes de ingresar al digestor. Esto ayuda a evitar fluctuaciones de temperaturas asociadas a la alimentación del sustrato. Cuando se utiliza intercambiadores de calor externo se debe disponer ya sea de re-circulación de sustrato

Tabla 3.29: Separadores de gusano

Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> Para los sustratos de bombeo que pueden transportarse con fajas de tipo gusano Para sustratos con 10% a 20% aproximadamente de material seco (el producto puede contener hasta 30% de material seco en la fase sólida)
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> Opciones adicionales como los osciladores pueden hacer que el desaguado sea más eficaz Es posible una operación completamente automática
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> Unidad independiente Es posible instala el reactor de biogás corriente arriba en las plantas con tiempos de residencia muy cortos, con ahorro en el diseño del agitador y evitándose los desperfectos causados por sólidos y reduciendo la formación de capas de sedimentos y escoria en la superficie La instalación corriente abajo del reactor para hacer regresar el líquido de humedecimiento al puré puede permitir ahorrar en los agitadores en el tanque de almacenamiento del digestato
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> La unidad es de fácil acceso, y se puede dar mantenimiento sin interrumpir el conjunto del proceso.

Tabla 3.30: Valores característicos de los materiales de aislamiento [3-12], [3-13]

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> Material en el digestor o debajo del nivel de la superficie: sustancias de poros cerrados como espuma rígida de PU y vidrio espuma que impida la penetración de la humedad Material por encima de la superficie: lana de roca, tapizado de fibra mineral, tapizado de espuma rígida, espuma de extrusión, Styrodur, espuma sintéticas, poliestireno Espesor del material: se utiliza de 5 a 10 centímetros, pero el efecto de aislamiento es bajo cuando es menos de 6 centímetros. Los valores empíricos se basan más en la experiencia que en cálculos. Existen informes de espesores de hasta 20 centímetros en la literatura Los coeficientes de transferencia de calor están en el rango de 0,03 a 0,05 W/(m² · K) La capacidad de carga del material de aislamiento bajo piso debe ser adecuado para permitir la carga complete del digestor completamente cargado
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> El aislamiento térmico puede ser interno o externo. No hay evidencia de que uno sea mejor que otro en todas las circunstancias.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> Todos los materiales de aislamiento deben ser a prueba de roedores.

Tabla 3.31: Valores característicos de los materiales de aislamiento - ejemplos

Material de aislamiento	Conductividad térmica [W/m · K]	Tipo de aplicación
Materiales de aislamiento de fibra mineral (aproximadamente 20-40 kg/m ³)	0,030-0,040	WV, WL, W, WD
Láminas de aislamiento de perlita (aproximadamente 150-210 kg/m ³)	0,045-0,055	W, WD, WS
EPS de espuma de partículas de poliestireno (15 kg/m ³ < densidad de masa)	0,030-0,040	W
EPS de espuma de partículas de poliestireno (20 kg/m ³ < densidad de masa)	0,020-0,040	W, WD
EPS de espuma de extrusión de poliestireno (25 kg/m ³ < densidad de masa)	0,030-0,040	WD, W
EPS de espuma rígida de poliuretano (30 kg/m ³ < densidad de masa)	0,020-0,035	WD, W, WS
Vidrio espuma	0,040-0,060	W, WD, WDS, WDH

Tipos de aplicación: WV con carga de rasgado y cizallamiento; WL, W sin carga compresora; WD con carga compresora; WS materiales de aislamiento para áreas de aplicación especiales; WDH mayor capacidad de carga bajo piso de compresión-extensión; WDS mayor capacidad de carga para áreas de aplicación especiales

a través del sustrato de manera continua a través del intercambiador del calor o de un calentador interno adicional dentro del digestor para poder mantener una temperatura constante dentro del digestor. La Tabla 3.33 presenta las propiedades de los intercambiadores de calor externos.

3.2.3 Almacenamiento de sustrato digerido

3.2.3.1 Digestato líquido

En principio, el almacenamiento puede ser en piscinas o en tanques cilíndricos o de sección cuadrada (tanques de sección cuadrada encima o debajo del suelo). Los tanques verticales hechos de concreto y acero es

Tabla 3.32: Valores característicos y parámetros del proceso de los sistemas integrados de calentamiento [3-1], [3-12]

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Cuando se instala en el espacio del digestor o como agitador, tubería de acero especial, PVC o PEOC, la conductividad térmica de los plásticos es baja de tal manera por lo que el espaciamiento es reducido. Si es en concreto las tuberías de calentamiento normalmente están debajo del piso.
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Calentadores de pared: todo tipo de digestor de concreto • Calentador en el piso: todos los digestores verticales • Calentador interior: todos los tipos de digestor pero más común en digestores verticales • Calentadores conectados a agitadores: todos los tipos de digestores pero es más común en digestores horizontales
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Los sistemas de calentamiento que se tienden horizontalmente en el digestor y aquéllos conectados a agitadores transfieren el calor eficazmente. + Los calentadores en el suelo y las paredes no crean depósitos. + Los calentadores integrados a los agitadores entran en contacto con mucho más material para el calentamiento.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - El efecto del calentamiento en el piso puede reducirse mucho por la formación de capas de asentamiento. - Los calentadores dentro del digestor pueden crear depósitos de modo por lo que se les debería mantener a cierta distancia de las paredes.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Se debe tomar en cuenta el venteo de los tubos de calentamiento. Para este propósito la dirección del flujo es de abajo hacia arriba. • Los elementos de calentamiento tendidos en el concreto causan esfuerzos térmicos. • Se necesitan dos o más circuitos de calentamiento dependiendo del tamaño del digestor. • El calentamiento no debe obstruir otros elementos de equipo (por ejemplo, raspadores de barrido). • Los calentadores colocados en la pared o en el fondo del digestor no son convenientes para la operación termofílica.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de calentamiento en el piso • Sistema de calentamiento en la pared (también pueden ser en la chaqueta exterior, en los digestores de acero) • Calentadores montados en espaciadores en la pared • Calentadores integrados dentro de los agitadores o combinados con éstos
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Se tiene que limpiar regularmente los calentadores para asegurar que la transferencia de calor siga siendo eficaz. • El acceso a calentadores integrados dentro del digestor o la estructura es muy difícil si no imposible. • Se debe cumplir con los reglamentos aplicables de salud y seguridad para el trabajo dentro del digestor.

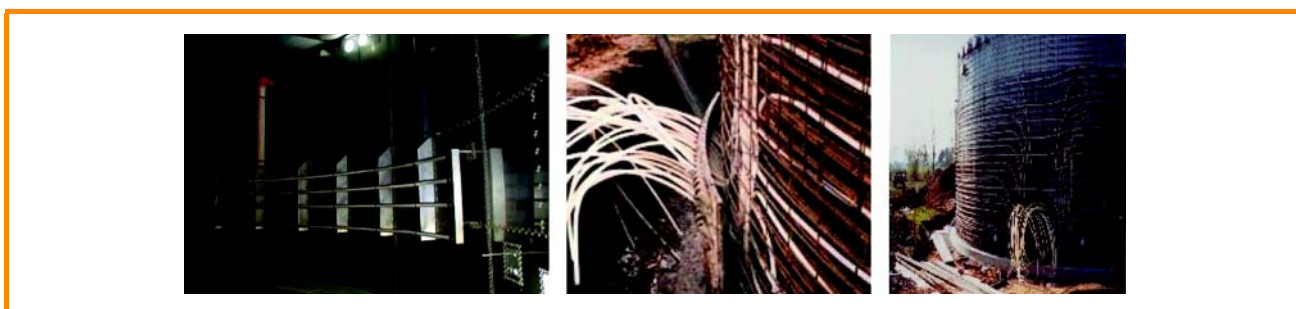


Figura 3.37: Tubos de calentamiento de acero especial tendidos en el digestor (adentro) (izquierda); instalación de tubos de calentamiento en la pared del digestor (derecha) [Biogas Nord GmbH; PlanET Biogastechnik GmbH (derecha)]

pecial/acero esmaltado son los más comunes. Su estructura básica es comparable a la de los reactores verticales de tanques con agitador (ver Sección 3.2.2.1, "Diseños de digestores"). Estos tanques pueden estar equipados con agitadores para que se pueda homogeneizar el digestato líquido antes de descargarlo del tanque de depósito. Los agitadores usados pueden ser

de tipo instalado permanentemente (por ejemplo, agitador de motor sumergible) o de tipo impulsado por PTO con diseño de transmisión lateral, transmisión por eje o transmisión por remolque de tractor. Los tanques de almacenamiento también pueden estar cubiertos (con tapas a prueba de fugas de gas o no). Ambas configuraciones tienen la ventaja de reducir las

Tabla 3.33: Valores característicos y parámetros del proceso de los intercambiadores de calor externo [3-3], [3-12]

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • El material generalmente es de acero especial. • Los puntajes de la tasa de procesamiento se refieren a la capacidad de la planta y la temperatura del proceso. • Los diámetros de los tubos corresponden a los diámetros usuales para tubos de sustrato en plantas de biogás.
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Su uso es conveniente con todos los tipos de digestores, frecuentemente en aquéllos utilizados en reactores que operan sobre el principio de flujo de pistón.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Se puede asegurar muy buena transferencia del calor. + El material fresco no produce choque de temperatura dentro del digestor. + Se calienta todo el volumen del material. + Los intercambiadores de calor externo se limpian y reciben mantenimiento fácilmente. + Posee un buen control de temperatura.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - En ciertas circunstancias puede ser necesario dar calor adicional al digestor. - El intercambiador de calor externo es un elemento extra del equipo con costo adicional.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Se debe tener en cuenta el venteo de los intercambiadores de calor. Para este propósito la dirección del flujo es de abajo hacia arriba. • Es sumamente conveniente para el control de procesos termofílicos.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Intercambiadores de tubo en espiral o de tubo enchaquetado
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Poseen muy buen acceso para el mantenimiento y la limpieza.

Tabla 3.34: Valores característicos y parámetros de las coberturas con planchas plásticas, incluyendo algunos datos de [3-3]

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Para capacidades de almacenamiento de gas de hasta 4 000 m³ • Presiones de calibrado: 5-100 mbar • Permeabilidad de las láminas plásticas: pérdidas esperadas de biogás entre 1 y 5% por día • Materiales: jebe de butilo, mezcla de polietileno-polipropileno, jebe de EPDM
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Su uso es conveniente con todas las plantas de biogás, con digestores verticales y digestores secundarios con el mayor diámetro posible.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + No es necesario más trabajo de construcción. + No se necesita más espacio.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Debido al fuerte mezclado de gas que ocurre en el espacio grande de gas, la verdadera concentración de metano en el espacio de gas del digestor no puede medirse y, en consecuencia, no puede reflejar la actividad de los microorganismos. - Sin una estructura de techo extra, da poco aislamiento del espacio de gas. - Son fácilmente levantadas por el viento si no se cuenta con un techo adicional.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta aislamiento térmico con doble plancha de plástico y soplado de aire en el espacio entre ambas láminas (techo flotante). • No se puede instalar agitadores encima del digestor.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Láminas plásticas de techo encima del digestor • Láminas plásticas debajo de un techo flotante • Láminas plásticas debajo de un techo sólido de un digestor elevado • Cojín asegurado o no asegurado hecho de láminas plásticas • Cojín de lámina plástica encajado en un edificio o tanque extra • Cojín de láminas plásticas en un techo suspendido encima del digestor • Bolsa de láminas plásticas suspendida dentro de un edificio (por ejemplo, un establo no utilizado) • Espacio de almacenamiento de láminas plásticas debajo del techo flotante
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • En la mayoría de los casos, no requiere mantenimiento.

molestias causadas por el mal olor y de reducir las pérdidas de nutrientes durante el almacenamiento. Las cubiertas a prueba de fugas de gas como las láminas plásticas (por ejemplo, ver Sección 3.2.4.1, Espacios integrados de almacenamiento) también dan

oportunidad de utilizar el potencial de gas residual del digestato y se pueden utilizar como espacio adicionales de almacenamiento del gas. La necesidad de tener cubiertas a prueba de fugas de gas está abierta al debate según los sustratos utilizados, el tiempo de re-

sidencia y varios aspectos del control del proceso, pero en muchas instancias usar una cubierta de esta naturaleza es una condición sin la cual no se puede obtener el permiso para proyectar una nueva planta. En la última edición de la Ley de Fuentes de Energía Renovable publicada con enmiendas el 1 de enero de 2009, incluso para las plantas aprobadas de acuerdo con la Ley de Control de la Contaminación de Alemania (Bundes-Immissionsschutzgesetz) se exige tapas a prueba de fugas de gas para los tanques de almacenamiento de digestato para que puedan recibir bonos NawaRo para recursos renovables (ver Capítulo 7).

Las piscinas generalmente son rectangulares y son estructuras debajo la superficie con revestimiento de lámina plástica. La mayoría de estas piscinas están al aire, y sólo algunas tienen cobertura de láminas plásticas para reducir las emisiones.

El tamaño del tanque de almacenamiento de digestato se define principalmente por el tiempo óptimo para esparcir el digestato en los campos que requieren fertilización. En este contexto referirse a la Ordenanza sobre la Aplicación de Fertilizante ('Düngeverordnung') y al Capítulo 10, Aplicación de digestato en el campo. Generalmente, las instalaciones para el almacenamiento de digestato están diseñadas para una capacidad de al menos 180 días.

3.2.3.2 Sólidos

La digestión seca produce residuos sólidos que también aparecen como fracciones separadas del digestato utilizado en los procesos de digestión húmeda. Dependiendo del uso que se les quiera dar, se almacenan en módulos al aire libre sobre una superficie pavimentada o dentro de estructuras, o en receptáculos y contenedores que a veces son móviles. La forma más común de almacenamiento es en casetas de concreto no permeables a líquidos de manera muy parecida como las pilas de bostas sólidas. Los silos móviles vacíos también se pueden usar como ocasionales plantas de almacenamiento. Los líquidos que chorrean, el agua que sale por presión de la masa y el agua de lluvia tienen que ser atrapados y retornados a la plantas de biogás. Se puede impedir que la precipitación llegue a los residuos sólidos por láminas de plástico o estructuras de techado permanente.

Se usan cilindros de acero principalmente cuando la fracción sólida se prensa para obtener digestato líquido. Se les puede colocar debajo del separador (confrontar Figura 3.36) y sacarlos cuando estén llenos. En este caso también, los cilindros deben estar cubiertos para proteger el contenido de la lluvia. Si no, la separa-

ción de sólidos y líquidos y el almacenamiento de la fracción de sólidos pueden hacerse bajo techo. Si el equipo está bajo techo el aire residual puede extraerse si es necesario y hacerlo pasar por un sistema de limpieza (por ejemplo, limpiador y/o bio-filtro).

3.2.4 Almacenamiento del biogás recuperado

Los residuos de biogás fluctúan en cantidad y en cierta medida se encuentra picos de producción. En consecuencia y debido a que el volumen utilizable debe ser constante en gran medida, se tiene que taponar el biogás en tanques de almacenamiento apropiados. Los tanques de almacenamiento de gas deben ser a prueba de fugas de gas, a prueba de presión y resistentes al medio, a la luz ultravioleta, a la temperatura y a la acción del clima. Los tanques de almacenamiento de gas tienen que probarse antes de entrar en funcionamiento para asegurar que están libres de fugas de gas. Por razones de seguridad los tanques de almacenamiento de gas tienen que estar dotados de válvulas de alivio para la presión exigida y para la presión negativa de modo que se impida cambios severos no permitidos de presión dentro del recipiente. Otros códigos que establecen requisitos y regulaciones de seguridad para los tanques de almacenamiento de gas son las Reglas de Seguridad para Sistemas de Biogás [3-18]. El diseño de los tanques debe ser tal que puedan taponar aproximadamente una cuarta parte del rendimiento diario de biogás. Frecuentemente se recomienda una capacidad de uno o dos días de producción. Se puede distinguir entre tanques de presión baja, media y alta.

Los tanques de presión baja son los más comunes, operan a una presión calibrada de 0,5 a 30 mbar. Los tanques de presión baja están hechos de láminas plásticas que deben cumplir con los requisitos de seguridad aplicables. Los tanques de almacenamiento hechos de láminas plásticas están instalados como cubiertas de gas en la parte superior de los digestores (tanques de almacenamiento integrado) o como instalaciones externas de almacenamiento. Ver detalles en las secciones 3.2.4.1 y 3.2.4.2.

Tanques de almacenamiento de presión media y presión alta que almacenan el biogás a presiones operativas entre 5 y 250 bar en contenedores y balones presurizados de acero [3-1]. Son caros y los gastos generales operativos son altos. El ingreso de energía para los tanques presurizados de hasta 10 bar puede llegar hasta 0,22 kWh/m³ y la cifra correspondiente para los tanques de presión alta para 200 a 300 bar está alrededor de 0,31 kWh/m³ [3-3].



Tabla 3.35: Valores característicos y parámetros del proceso de los tanques externos de almacenamiento de biogás incluyendo algunos datos de [3-3]

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none">• También se dispone de capacidades de almacenamiento del gas de 2 000 m³ (se puede construir tanques con capacidades más grandes de acuerdo con las especificaciones del cliente)• Presiones de calibración: 0,5-30 mbar• Permeabilidad de las láminas plásticas: pérdidas esperadas de biogás entre 1 y 5% por día• Materiales: PVC (u otro material muy durable), jebe de butilo, compuestos de polietileno-polipropileno
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none">• Su uso es conveniente en todas las plantas de biogás.
Ventajas	+ La concentración de metano del biogás que se está generando puede medirse dentro del espacio de gas del digestor (el mezclado no es fuerte en este espacio debido al bajo volumen de gas) y refleja la actividad de los microorganismos.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none">- Posiblemente se necesite espacio adicional.- Posiblemente se necesite construcción adicional.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none">• Aplicar pesos es una manera simple de incrementar la presión para pasar el gas a la unidad de CHP.• Si se instala bajo techo, es esencial que haya un muy buena ventilación interior para impedir la formación de mezclas explosivas.• La producción de energía del motor de la unidad de CHP puede ajustarse al nivel de llenado.
Diseños	<ul style="list-style-type: none">• Cojín asegurado o no asegurado de láminas plásticas• Cojín de lámina plástica en un edificio o tanque extra• Cojín de láminas plásticas en techo suspendido encima del digestor• Bolsa de láminas plásticas suspendida dentro de un edificio (por ejemplo, un establo no utilizado)• Espacio de almacenamiento de láminas plásticas debajo del techo flotante
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none">• En la mayoría de los casos, no requiere mantenimiento.

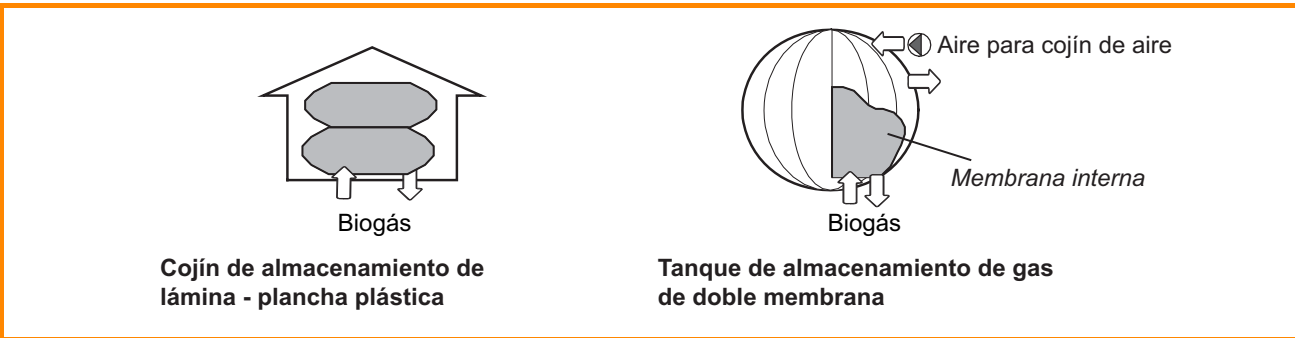


Figura 3.38: Tanque de almacenamiento de láminas plásticas [ATB Potsdam]

Ésta es la razón por la que prácticamente nunca se usan en plantas agrícola de biogás.

3.2.4.1 Tanques de almacenamiento integrados

Se usa cubiertas hechas de láminas plásticas para almacenar el gas en el digestor mismo o en un digestor secundario o en el tanque de almacenamiento del digestato. Las láminas de plástico forman un sello a prueba de fuga de gas alrededor de la parte superior del tanque. En el tanque se coloca una estructura de soporte. Cuando no hay gas en el almacenamiento, las láminas plásticas están dobladas encima y se soportan con esta estructura. Estas láminas se inflan a medida que se

llena el espacio de almacenamiento de gas. Los valores característicos están listados en la Tabla 3.34 y la Figura 3.38 muestra ejemplos.

Los tanques de almacenamiento de tipo techo flotante son comunes. Generalmente tienen una segunda lámina de plástico extendida encima de la lámina que retiene el gas para dar protección adicional contra el clima. Un soplador sopla aire dentro del espacio entre los dos laminados. Esto ayuda a que la lámina exterior se mantenga estirada todo el tiempo mientras que la lámina interior pueda adaptarse al volumen del biogás almacenado. Este sistema es capaz de mantener una presión de gas razonablemente constante.

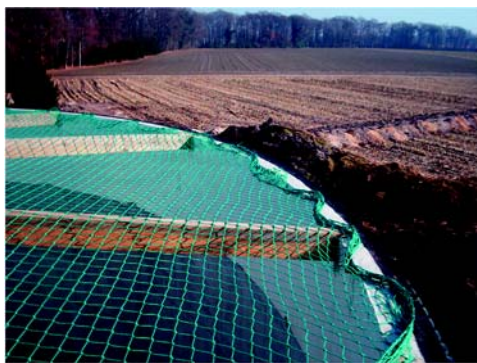


Figura 3.39: Estructura del soporte de un techo flotante (izquierda) planta de biogás con tanques de techos flotantes [MT-Energie GmbH]

Tabla 3.36: Valores característicos y parámetros del proceso de las bengalas de emergencia

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Es posible tener tasas de flujo de volumen 3 000 m³/h • Temperatura de ignición de 800–1 200 °C • Material: acero o acero especial
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Su uso es conveniente en todas las plantas de biogás.
Consideraciones especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Es posible la combustión abierta o cubierta. • Si se aísla la cámara de combustión, es posible cumplir con las instrucciones técnicas sobre el control de calidad del aire (TA Luft), aunque esto no es obligatorio para las bengalas de emergencia. • Se encuentra disponible con corriente natural o soplador. • Es importante cumplir con las instrucciones de seguridad, particularmente en relación con el espacio de separación de los edificios más cercanos. • La presión del biogás tiene que incrementarse corriente arriba del chorro del quemador.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Unidad independiente en su propia base de concreto para operación manual o automatizada
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • En la mayoría de los casos, no requiere mantenimiento.

3.2.4.2 Tanques de almacenamiento externo

Se puede usar cojines de láminas de plástico como tanques de almacenamiento externo de baja presión. Los cojines se alojan en edificios convenientes para protegerlos del clima o se les protege con una segunda capa de laminados (Figura 3.39). La Figura 3.40 muestra un ejemplo de tanques externos de almacenamiento de gas de este tipo. La Tabla 3.35 presenta las especificaciones de los tanques externos de almacenamiento de gas.

3.2.4.3 Bengala de emergencia

En caso de que los tanques de almacenamiento no puedan recibir más biogás y/o no se pueda utilizar el gas debido a trabajos de mantenimiento o por su calidad extremadamente baja, se tiene que eliminar el exceso de manera segura. En Alemania, los reglamentos referentes al permiso de operación varían de un es-



Figura 3.40: Ejemplo de un tanque de almacenamiento de láminas plásticas independientes con dos espesores de láminas plásticas [Schüsseler, FNR]



Figura 3.41: Bengala de almacenamiento de una planta de biogás [Haase Umwelttechnik AG]

tado a otro, pero la instalación de una alternativa a la unidad de CHP como sumidero final es obligatoria si la tasa del flujo de gas es $20 \text{ m}^3/\text{h}$ o más. Esto puede ser una segunda unidad de co-generación (por ejemplo, dos pequeñas unidades CHP en vez de una grande). Se puede establecer un margen de seguridad instalando una bengala de emergencia como medio de asegurar que se pueda eliminar el gas de manera adecuada. En la mayoría de los casos, las autoridades obligan a contar con este tipo de instalación. La Tabla 3.36 muestra los valores característicos de las bengalas de emergencia utilizadas en la industria del biogás. La Figura 3.41 muestra un ejemplo de esto.

3.3 Códigos de ingeniería relevantes

Además de las leyes de protección de la salud y seguridad ocupacional y ambiental para las plantas existen códigos sobre los requisitos técnicos para las plantas de biogás. Algunos de los más importantes aparecen a continuación como ejemplos:

- VDI – Lineamiento 3475 Blatt 4 (versión preliminar)
Control de emisiones – plantas de biogás agrícola
– digestión de cultivos energéticos y bosta líquida
- VDI – Lineamiento 4631 (versión preliminar) Criterios de calidad para plantas de biogás
- DIN 11622-2 Ensilaje y contenedores de bosta líquida
- DIN 1045 Estructuras de concreto, concreto armado y concreto pre-tensado
- DIN EN 14015 Especificación para el diseño y fabricación de tanques de acero construidos en el sitio, verticales, cilíndricos, de fondo plano por encima de la superficie del suelo y soldados para el almacenamiento de líquidos a temperatura ambiente y por encima de la misma.
- DIN 18800 Estructuras de acero
- DIN 4102 Comportamiento frente a incendios de materiales y componentes de construcción
- DIN 0100 Parte 705 Instalaciones eléctricas de bajo voltaje
- VDE 0165 Parte 1/ EN 60 079-14
Atmósferas explosivas, diseño de instalaciones eléctricas, selección y erección – Parte 14: Instalaciones eléctricas en atmósferas explosivas (excepto en minería)
- VDE 0170/0171 Equipo eléctrico para atmósferas potencialmente explosivas
- VDE 0185-305-1 Protección contra rayos
- G 600 s DVGW-TRGI 2008 Reglas técnicas para instalaciones de gas DVGW-TRGI 2008
- G 262 Utilización de gases de fuentes renovables en el suministro público de gas
- G 469 Métodos de pruebas de presión para tubos e instalaciones de suministro de gas
- VP 265 ss Plantas para el tratamiento de biogás e inyección en redes de gas natural

La Sección 5.4 'Confiabilidad operativa' contiene información detallada sobre otros requisitos relacionados con la seguridad para la operación de plantas de biogás. En particular, la sección se ocupa de las regulaciones de seguridad en relación con los riesgos de envenenamiento y asfixia, incendio y explosión.

3.4 Referencias

- [3-1] Schulz, H.; Eder, B.: Biogas-Praxis: Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiel, segunda edición revisada, Ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg, 1996, 2001, 2006
- [3-2] Weiland, P.; Rieger, Ch.: Wissenschaftliches Messprogramm zur Bewertung von Biogasanlagen im Landwirtschaftlichen Bereich; (FNR-FKZ: 00NR179); tercer informe transitorio; Institut für Technologie und Systemtechnik/Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL); Braunschweig; 2001
- [3-3] Jäkel, K.: Documento de gestión 'Landwirtschaftliche Biogaserzeugung und -verwertung', Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 1998/2002
- [3-4] Neubarth, J.; Kaltschmitt, M.: Regenerative Energien in Österreich – Systemtechnik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte; Viena, 2000
- [3-5] Hoffmann, M.: Trockenfermentation in der Landwirtschaft – Entwicklung und Stand, Biogas – Energieträger der Zukunft, VDI Reports 1751, conferencia en Leipzig, 11 y 12 de marzo de 2003
- [3-6] Aschmann, V.; Mitterleitner, H.: Trockenvergären: Es geht auch ohne Gülle, Biogas Strom aus Gülle und Biomasse, top agrar Fachbuch, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup, 2002
- [3-7] Beratungsempfehlungen Biogas, Verband der Landwirtschaftskammern e. V., VLK-Beratungsempfehlungen 2002
- [3-8] Block, K.: Feststoffe direkt in den Fermenter, Landwirtschaftliches Wochenblatt, pp. 33–35, 27/2002
- [3-9] Wilfert, R.; Schattauer, A.: Biogasgewinnung und -nutzung – Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse; DBU Projekt 15071; informe transitorio; Institut für Energetik und Umwelt gGmbH Leipzig, Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL); Braunschweig, diciembre de 2002
- [3-10] Zement-Merkblatt Landwirtschaft LB 3: Beton für landwirtschaftliche Bauvorhaben, Bauberatung Zement
- [3-11] Zement-Merkblatt Landwirtschaft LB 13: Dichte Behälter für die Landwirtschaft, Bauberatung Zement
- [3-12] Gers-Grapperhaus, C.: Die richtige Technik für ihre Biogasanlage, Biogas Strom aus Gülle und Biomasse, top agrar Fachbuch, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup, 2002
- [3-13] Zement-Merkblatt Landwirtschaft LB 14: Beton für Behälter in Biogasanlagen, Bauberatung Zement
- [3-14] Kretzschmar, F.; Markert, H. (2002): Qualitätssicherung bei Stahlbeton-Fermentern; in: Biogasjournal No. 1/2002
- [3-15] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H.: Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren; Springer Verlag; Berlin, Heidelberg, Nueva York, segunda edición revisada y extendida, 2009
- [3-16] Memorandum Dr. Balssen (Tratamiento de Aguas Servidas de Flygt ITT); setiembre 2009
- [3-17] Postel, J.; Jung, U.; Fischer, E.; Scholwin, F.; Stand der Technik beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen – Bestandsaufnahme 2008, Umweltbundesamt (pub.); disponible en línea en http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/mysql_medien.php?anfrage=Kennnummer&Suchwort=3873
- [3-18] Bundesverband der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften (pub.); Technische Information 4 – Sicherheitsregeln für Biogasanlagen; Kassel; 10/2008; disponible en línea en http://www.praevention.lsv.de/lbg/fachinfo/info_ges/ti_4/titel.htm
- [3-19] Oechsner, H., Lemmer, A.: Was kann die Hydrolyse bei der Biogasvergärung leisten?; VDI-Gesellschaft Energietechnik: BIOGAS 2009. Energieträger der Zukunft.; VDI-Berichte, Vol. 2057; VDI-Verlag, Düsseldorf, 2009





4 Descripción de sustratos seleccionados

Este capítulo examina los sustratos seleccionados en más detalle. Se refiere al origen de los sustratos y a sus propiedades más importantes, como la materia seca (DM; también conocida como sólidos totales – TS), sólidos volátiles (VS; también conocidos como materia seca orgánica – ODM), nutrientes (N, P, K) y cualquier contaminante orgánico que pueda estar presente. También se hace referencia a los rendimientos y calidad de gas esperados, así como a los métodos de manejo de sustratos.

Como es imposible describir todo el espectro de los sustratos potencialmente disponibles, este capítulo no pretende ser exhaustivo. Debido a que los sustratos aquí descritos también están sujetos a fluctuaciones anuales de calidad, los datos materiales y los rendimientos de gas citados en este capítulo no deben considerarse como valores absolutos. Más bien, se proporciona tanto un rango como un valor promedio de cada parámetro.

Las cifras de rendimiento de biogás y metano se presentan en metros cúbicos normalizados (Nm^3). Como el volumen de gas depende de la temperatura y de la presión (ley ideal del gas), la normalización del volumen permite hacer comparaciones entre distintas condiciones de operación. El volumen normalizado de gas se basa en una temperatura de 0°C y una presión atmosférica de 1013 mbar. Además, es posible de esta manera asignar un valor calorífico preciso al componente de metano del biogás. Para el metano, es $9,97 \text{ kWh/Nm}^3$. El valor calorífico del biogás puede utilizarse para calcular la producción de energía, la cual puede ser necesaria para varios cálculos comparativos dentro de la planta.

4.1 Sustratos agrícolas

4.1.1 Bosta

Si se toma las estadísticas de ganado en Alemania como base, es evidente que la crianza de ganado y cerdo en particular ofrece un potencial tremendo para la recuperación de energía en plantas de biogás. El tamaño cada vez más grande de los fundos agrícolas para crianza de animales y de las normas ambientales más estrictas para la futura explotación del excremento son dos de las razones principales por las que tiene que encontrarse medio alternativo para utilizar y tratar la creciente cantidad de bosta sólida o lodo líquido. Además, teniendo en cuenta la mitigación del cambio climático, es necesario utilizar la bosta para recuperar energía y así lograr una reducción significativa de las emisiones. Los datos más importantes para la bosta pueden tomarse de la Tabla 4.1.

El rendimiento de biogás proveniente del lodo líquido de ganado a $20\text{-}30 \text{ Nm}^3$ por tonelada de sustrato está ligeramente por debajo del lodo líquido de cerdos (confrontar Tabla 4.2). Además, el gas del lodo de ganado tiene un contenido de metano considerablemente más bajo en promedio en comparación con el de cerdo y también por tanto un contenido de metano más bajo. Esto se atribuye a la diferente composición de estos tipos de bosta. El lodo líquido proveniente del ganado contiene sobre todo carbohidratos, mientras que el de cerdo consiste en gran parte de proteínas, con un contenido de metano más alto [4-3]. El rendimiento de biogás se determina principalmente por la concentración de sólidos volátiles (materia seca orgánica). Si se diluye la bosta líquida, como ocurre a menudo en la práctica (como resultado de la limpieza de establos de vacas o plantas de ordeño), los datos reales y los rendimientos de biogás pueden diferir significativamente de los que se muestran en la Tabla 4.2.

Tabla 4.1: Concentración de nutrientes de varios tipos de bosta agrícola (de acuerdo con [4-1], modificado)

Sustrato		DM [%]	VS [% DM]	N	NH ₄ [% DM]	P ₂ O ₅	K ₂ O
Lodo líquido de ganado	Δ	6-11	75-82	2,6-6,7	1-4	0,5-3,3	5,5-10
	Ø	10	80	3,5	no especificado	1,7	6,3
Lodo líquido de cerdo	Δ	4-7	75-86	6-18	3-17	2-10	3-7,5
	Ø	6	80	3,6	no especificado	2,5	2,4
Bosta de ganado	Δ	20-25	68-76	1,1-3,4	0,22-2	1-1,5	2-5
	Ø	25	80	4,0	no especificado	3,2	8,8
Bosta de ave	Ø	40	75	18,4	no especificado	14,3	13,5

Δ: rango de valores medidos; Ø: promedio

Tabla 4.2: Rendimiento de gas y metano provenientes de distintos tipos de bosta agrícola (de acuerdo con [4-2], modificado)

Sustrato		Rendimiento de biogás [Nm ³ /t sustrato]	Rendimiento de metano [Nm ³ /t sustrato]	Rendimiento específico de metano según VS [Nm ³ /t VS]
Lodo líquido de ganado	Δ	20-30	11-19	110-275
	Ø	25	14	210
Lodo líquido de cerdo	Δ	20-35	12-21	180-360
	Ø	28	17	250
Bosta de ganado	Δ	60-120	33-36	130-330
	Ø	80	44	250
Bosta de ave	Δ	130-270	70-140	200-360
	Ø	140	90	280

Δ: rango de valores medidos; Ø: promedio

Se puede utilizar tanto el lodo líquido de ganado como el de cerdo sin dificultad en plantas de biogás gracias que pueden ser fácilmente bombeados y almacenados en tanques de lodo líquido. Además, debido a su contenido de sólidos totales relativamente bajo, se les puede combinar fácilmente con otros sustratos (co-sustratos). En contraste, técnicamente es mucho más complejo cargar bosta sólida al reactor. La consis-

tencia viscosa de la bosta sólida significa que no puede ser procesada por todas las tecnologías para sólidos disponibles en el mercado.

4.1.2 Cultivos energéticos

Desde que se enmendó por primera vez en 2004 la Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG), se ha asignado especial importancia a los cultivos energéticos (materias primas renovables) para la generación de electricidad a partir de biogás. Los cultivos energéticos se utilizan en la mayoría de nuevas plantas de biogás que han sido construidas desde entonces. A continuación se describe en más detalle una selección de los cultivos energéticos de uso más común con información adicional sobre las propiedades importantes de los cultivos y sus rendimientos de biogás.

Cuando se está tomando una decisión sobre qué cultivos plantar, el enfoque no debe estar dirigido solamente al mayor rendimiento obtenible de un cultivo único, sino más bien, si es posible, se debe tener una visión integrada de toda la rotación del cultivo. Incluyendo consideraciones de eficiencia de la mano de obra, por ejemplo, y criterios de sostenibilidad relativos a métodos alternativos de cultivo, se puede adoptar un enfoque holístico para optimizar el cultivo de plantas energéticas.

4.1.2.1 Maíz

El maíz es el sustrato más utilizado en las plantas agrícolas de biogás en Alemania [4-4]. Es particularmente

conveniente debido a sus altos rendimientos de energía por hectárea y a la facilidad con la que se puede utilizar para la digestión en plantas de biogás. Los rendimientos de los cultivos dependen mucho de las condiciones locales y ambientales y pueden variar de 35 toneladas de masa fresca (FM) en tierras arenosas a más de 65 toneladas de FM/ha en ubicaciones de alto rendimiento. En promedio, el rendimiento es de aproximadamente 45 toneladas de FM/ha. El maíz es un cultivo poco exigente y, por tanto, conviene para casi cualquier ubicación en Alemania.

Cuando se cosecha, se pica toda la planta de maíz y luego se almacena en silos horizontales. El contenido de materia seca (sólidos totales) no debe ser menor de 28% DM ni mayor de 36% DM. Si el contenido de materia seca cae por debajo de 28% DM, debe esperarse una fuga considerable de agua de filtración asociada con pérdidas de energía significativas. Si el contenido de materia seca excede 36% DM, el ensilaje tendrá un alto contenido de lignina y se degradará menos fácilmente. Además, el ensilaje ya no se puede compactar de manera óptima, lo cual, a su vez, tiene un efecto negativo en la calidad del ensilaje y, en consecuencia, la estabilidad del almacenamiento. Luego de cargarse al silo, se compacta material picado de la planta (por ejemplo, con un cargador de ruedas o tractor agrícola) y se sella con una lámina de plástico hermética. Luego de una fase de ensilaje de aproximadamente 12 semanas, se puede utilizar el ensilaje en la planta de biogás. Al final de este capítulo se encuentran los datos de los materiales y rendimientos promedio de biogás.

Junto con el uso de toda planta de maíz como ensilaje, en el mundo real el uso de las mazorcas de maíz solamente es de importancia relativa. Las variantes comunes son mazorca de maíz molida (GEM), mezcla de mazorca de maíz (CCM) y grano de maíz, obtenidos por cosecha en diferentes momentos y utilizando diferentes técnicas. GEM y CCM se ensilan normalmente luego de la cosecha. El maíz de grano entonces puede ser ensilado cuando está húmedo, molido y ensilado o seco. La densidad de energía de estos sustratos es considerablemente más alta que la del ensilaje de maíz, aunque los rendimientos de energía por unidad de área son menores porque en este caso el resto de la planta se queda en el campo.

4.1.2.2 Ensilaje del cultivo íntegro de cereales (WCC)

Casi todos los tipos de cereales, así como las mezclas de cereales, son convenientes para producir ensilaje de cultivos íntegros de cereales, siempre y cuando los

cereales maduren al mismo tiempo. Dependiendo de las condiciones locales, se debe dar preferencia a cultivar el tipo de cereal que se conoce produce el rendimiento de materia seca más alto. En la mayor parte de lugares esto se logra con centeno y triticale [4-5]. La técnica de cosecha es idéntica a la del maíz. Además en el caso de ensilaje de WCC, se pica y ensila todo el tallo. Dependiendo del sistema de uso, la cosecha debería ocurrir en el momento en que se obtiene los rendimientos más altos de materia seca (sistema de un cultivo). Para la mayor parte de especies de cereales, esto ocurre al final de la etapa de lechada / inicio de la etapa de masa [4-7]. En el caso de ensilaje de WCC, se puede lograr rendimientos de materia seca entre 7,5 y hasta 15 t DM/ha, dependiendo de la ubicación y del año, lo cual equivale a 35% DM, y un rendimiento en peso fresco de 22 a 43 toneladas de peso fresco/ha [4-6].

La producción de ensilaje de centeno verde (centeno forrajero) es una técnica que se encuentra comúnmente en la práctica. Se ensila el centeno mucho antes que en el caso del ensilaje de WCC, en un proceso de cosecha de dos etapas. Esto significa que luego del cortado, se hace marchitar uno o dos días antes de picarlo y ensilarlo. Inmediatamente luego de la cosecha del centeno verde se planta un cultivo sucesivo para generación de energía (sistema de dos cultivos). En vista del alto nivel de consumo de agua, este método no es conveniente para todos los lugares. Además, si el contenido de DM del cultivo cosechado es demasiado bajo, pueden surgir problemas con el ensilaje (como el escape de filtraciones o para conducir encima del silo). Al final de este capítulo se encuentran los datos de los materiales y rendimientos de gas de ensilaje de WCC.

4.1.2.3 Ensilaje de pasto

Como en el caso del maíz, cultivar y cosechar pasto y utilizar ensilaje de pasto convienen para la mecanización. El ensilaje de pasto se cosecha en un proceso de dos etapas; se puede recoger el pasto marchito con un vagón que siega el pasto corto y se carga solo, o con una cosechadora de pienso. Debido al menor tamaño, se debe preferir las cosechadoras de pienso para el ensilaje de pasto para el uso de biogás.

El ensilaje de pasto se puede hacer en tierra agrícola en uno o más años con un sistema de rotación de cultivos o con pastizales permanentes. Los rendimientos fluctúan bastante, dependiendo de la ubicación, condiciones ambientales e intensidad de uso de pastizal. Con un clima y condiciones atmosféricas apropiadas

dos, es posible lograr entre tres y cinco cosechas al año en uso intensivo. En este sentido, vale la pena notar los altos costos de la mecanización y la posibilidad de altas cargas de nitrógeno, lo cual puede dar lugar a problemas durante el proceso de digestión. El ensilaje de pasto también puede cosecharse en áreas de conservación de la naturaleza de manejo extensivo, aunque los rendimientos de gas son bajos por el alto contenido de lignina. Las múltiples maneras de producir ensilaje de pasto significan que los rangos de fluctuación de los datos de los materiales y de los rendimientos de biogás que se encuentran en la literatura pueden ser bastante mayores que las cifras que se proporcionan en la Tabla 4.3 y en la Tabla 4.4.

Debe señalarse en este sentido que el énfasis debe ponerse en la digestibilidad o degradabilidad cuando se produce ensilaje de pasto para plantas de biogás. Por lo tanto, se debe cuidar que, cuando sea posible, el contenido de materia seca no exceda 35% DM. Si el contenido de DM es demasiado alto, se eleva la proporción de lignina y fibra, y como resultado el grado de degradación y, por lo tanto, el rendimiento de metano bajan significativamente en relación con la materia seca orgánica. Mientras que este ensilaje de pasto puede incluirse en el proceso, probablemente cause problemas técnicos (como la rápida formación de capas flotantes o de enredamiento con las cuchillas del agitador) debido al alto contenido de materia seca y a veces de fibras largas.

4.1.2.4 Granos de cereales

Los granos de cereales son particularmente buenos para usarlos en plantas de biogás como suplemento del sustrato disponible. Gracias a sus rendimientos muy altos de biogás y a su rápida degradabilidad, los granos de cereales son especialmente útiles para el control fino de la producción de biogás. Se puede utilizar cualquier tipo de cereal. Para asegurar una digestión rápida, es importante triturar los granos de cereal antes de alimentarlos al reactor (por ejemplo, por mollienda o chancado).

4.1.2.5 Remolacha

Gracias a su alta tasa de incremento de masa, la remolacha (la forrajera o la azucarera) es apropiada como cultivo energético. En particular, la remolacha azucarera ha sido un cultivo tradicionalmente importante en algunas regiones. Debido a los pasos que se han dado para regular el mercado, la cantidad de remolacha utilizada para la producción de azúcar se ha ido redu-

Tabla 4.3: Datos de los materiales de los cultivos energéticos seleccionados de acuerdo con [4-1], modificado

Sustrato		DM [%]	VS [% DM]	N [% DM]	P ₂ O ₅ [% DM]	K ₂ O [% DM]
Ensilaje de maíz	Δ	28-35	85-98	2,3-3,3	1,5-1,9	4,2-7,8
	Ø	33	95	2,8	1,8	4,3
Ensilaje de WCC	Δ	30-35	92-98	4,0	3,25	no especificado
	Ø	33	95	4,4	2,8	6,9
Ensilaje de pasto	Δ	25-50	70-95	3,5-6,9	1,8-3,7	6,9-19,8
	Ø	35	90	4,0	2,2	8,9
Granos de cereales	Ø	87	97	12,5	7,2	5,7
Remolacha azucarera	Ø	23	90	1,8	0,8	2,2
Remolacha forrajera	Ø	16	90	no especificado	no especificado	no especificado

Δ: rango de valores medidos; Ø: promedio

ciendo cada vez más. Como el cultivo de remolacha azucarera se basa en técnicas de producción bien conocidas y tiene varias ventajas agronómicas a su favor, se está utilizando cada vez más para la producción de biogás.

La remolacha presenta necesidades especiales de tierra y clima. Para alcanzar altos rendimientos, se necesita un clima relativamente moderado y suelos profundos y ricos en humus. Con irrigación de los campos en zonas de tierras ligeras se puede ayudar considerablemente a mantener los rendimientos del cultivo. Los rendimientos pueden variar de acuerdo con factores y condiciones ambientales locales. En el caso de la remolacha azucarera, el promedio es de alrededor de 50-60 toneladas FM/ha. Los rendimientos de remolacha azucarera están sujetos a diferencias adicionales dependiendo de la variedad. El rendimiento de remolacha forrajera con un bajo contenido de materia seca es de alrededor de 90 toneladas FM/ha, por ejemplo, y el de remolacha forrajera con alto contenido de materia seca entre 60 y 70 toneladas FM/ha [4-8]. Los rendimientos de la masa foliar (partes superiores de la planta) difieren también según la variedad de remolacha. La proporción de masa radicular a masa foliar en el caso de la remolacha forrajera es de 1:0,8, mientras que para la remolacha forrajera con alto contenido de materia seca es

Tabla 4.4: Rendimientos de biogás de cultivos energéticos seleccionados de acuerdo con [4-2],[4-6],[4-9],[4-10], modificados

Sustrato		Rendimiento de biogás [Nm ³ /t sustrato]	Rendimiento de metano [Nm ³ /t sustrato]	Rendimiento específico de metano en base a VS [Nm ³ /t VS]
Ensilaje de maíz	Δ	170-230	89-120	234-364
	Ø	200	106	340
Ensilaje de WCC	Δ	170-220	90-120	290-350
	Ø	190	105	329
Granos de cereales	Ø	620	320	380
Ensilaje de pasto	Δ	170-200	93-109	300-338
	Ø	180	98	310
Remolacha azucarera	Δ	120-140	65-76	340-372
	Ø	130	72	350
Remolacha forrajera	Δ	75-100	40-54	332-364
	Ø	90	50	350

Δ: rango de valores medidos; Ø: promedio

1:0,5. La remolacha forrajera con bajo contenido de materia seca tiene una proporción raíz/hojas de 'sólo' 1:0,3-0,4 debido a su alta tasa de incremento de masa [4-8]. Las Tablas 4.3 y 4.4 muestran datos materiales y rendimientos de gas de la remolacha azucarera.

Surgen dos dificultades fundamentales cuando se utiliza remolacha azucarera para producir biogás. En primer lugar, se tiene que eliminar la tierra que se pega a la remolacha. Cuando se carga la remolacha en el digestor, la tierra se asienta en el fondo y reduce el tamaño de la cámara de digestión. Actualmente, se están desarrollando las primeras técnicas de limpieza húmeda automatizada para este propósito. En segundo lugar, el almacenamiento se hace difícil debido al bajo contenido de materia seca de las remolachas. En la práctica, se combina la remolacha con el maíz para hacer ensilaje para la producción de biogás o se la ensila separadamente en tubos o lagunas plásticas. También se está haciendo pruebas de la hibernación de la remolacha y técnicas para usarla.

4.2 Sustratos de la industria de procesamiento agrícola

En esta sección se describen los sustratos seleccionados de la industria de procesamiento agrícola. Estos son todos sustratos o co-productos que surgen del procesamiento de plantas o partes de plantas. Las sustancias descritas provienen de la lista positiva de sub-productos vegetales de la EEG de 2009 y se presentan a título de ejemplos. Sus propiedades principales las hacen particularmente convenientes para la producción de biogás, cuando las condiciones locales son apropiadas. Debe recordarse que estas sustancias son residuos y aparecen en el Anexo 1 de la Ordenanza sobre Bio-residuos (BioAbfV) (confrontar Sección 7.3.3.1). En consecuencia, la planta de biogás requiere la aprobación correspondiente y debe cumplir los requisitos de BioAbfV respecto del pre-tratamiento y utilización de digestatos. Cuando se consulta los resúmenes de datos en las tablas, se debe considerar que en la práctica las propiedades de los sustratos pueden fluctuar significativamente y pueden caer fuera de los rangos que se muestran aquí. Esto se debe esencialmente a las técnicas de producción de los principales productos (por ejemplo, diferentes métodos, configuraciones del equipo, calidad requerida del producto, pre-tratamientos, etc.) y de las fluctuaciones en la calidad de las materias primas. Las concentraciones de metales pesados también pueden variar sustancialmente [4-11].

4.2.1 Producción de cerveza

Una serie de sub-productos resultan de la producción de cerveza, entre los cuales se cuentan los granos cerveceros, que con un 75 % del total con los de mayor proporción. Por cada hectolitro de cerveza, se produce también aproximadamente 19,2 kg de granos cerveceros, 2,4 kg de levadura y fondo de tanque, 1,8 kg de lodo líquido caliente, 0,6 kg de lodo líquido frío, 0,5 kg de lodo de diatomita y 0,1 kg de polvo de malta [4-12].

Sólo se examina en más detalle los granos cerveceros en esta sección porque constituyen la mayor fracción. No obstante, las otras fracciones son igualmente convenientes para el uso en plantas de biogás, con la excepción del lodo líquido de diatomita. Sin embargo, actualmente, sólo se puede usar una parte de la cantidad producida debido a que los sub-productos residuales también se utilizan de otras maneras, por ejemplo en la industria alimentaria (levadura de cervecera) o como alimento para animales (granos cerveceros y polvo de malta). La Sección 4.4 resume los datos de los materiales y rendimientos de gas.

El almacenamiento y el manejo son relativamente fáciles. Si se almacenan en un lugar abierto, sin embargo, pueden ocurrir bastante rápidamente las pérdidas de energía y la infestación de moho. En dichos casos, por lo tanto, es preferible el ensilaje.

4.2.2 Producción de alcohol

La vinaza o residuo de la destilación es un sub-producto a partir de la producción de alcohol de cereales, remolacha, papas o frutas. Por cada litro de alcohol producido, se genera aproximadamente 12 veces el volumen de vinaza. Actualmente, luego de secarla, se usa principalmente como alimento para el ganado o como fertilizante [4-12]. El bajo contenido seco de la vinaza en estado fresco significa que en la mayoría de los casos puede dársele sólo un uso limitado y, por lo tanto, no vale mucho la pena transportarla. En este sentido, se debe señalar las oportunidades que surgen del uso de biogás junto con la producción de alcohol. El biogás se genera por digestión de la vinaza. Luego, se puede usar el biogás en una unidad combinada de calor y energía para proporcionar la energía de proceso requerida para la producción de alcohol, en la forma de electricidad y calor. Esto prepara el camino para el uso en cascada de materias primas renovables, lo cual es una alternativa, sostenible y eficiente en uso de recursos, a los métodos empleados hasta el momento para la utilización de la vinaza.

La Tabla 4.6 proporciona detalles de los datos de los materiales mientras que los detalles de los rendimientos de gas se proporcionan en la Tabla 4.7 en la Sección 4.4.

4.2.3 Producción de biodiesel

La torta de semilla de colza y el glicerol crudo son sub-productos de la producción de biodiesel. Gracias a sus rendimientos de gas, que se pueden clasificar como altos (Tabla 4.6), estos dos sustratos son convenientes para su utilización como co-sustratos en las plantas de biogás agrícolas. El rendimiento de gas de la torta de semilla de colza es determinado principalmente por los sedimentos de las prensas de aceite, y el contenido de aceite de las materias primas. En consecuencia, es muy probable que en la práctica varíe el rendimiento de gas proveniente de diferentes tortas de semilla de colza. La fabricación de una tonelada de biodiesel [4-13] produce aproximadamente 2,2 toneladas de torta de semilla de colza y 200 kg de glicerol. Sin embargo, puede haber problemas asociados con el uso de estos sub-productos a partir de la producción de biodiesel y se los debe investigar muy cuidadosamente de antemano. La razón

de esto es que se forman concentraciones muy altas de sulfuro de hidrógeno (H_2S) en el biogás durante la digestión de la torta de semilla de colza [4-14]. Esto se debe a las concentraciones de proteína y azufre en la torta de semilla de colza. El problema con el glicerol crudo es que a veces contiene más del 20 % de su peso en metanol, lo cual, en altas concentraciones, tiene un efecto inhibitorio en las bacterias metanogénicas [4-15]. Por esta razón, se debe añadir sólo pequeñas cantidades de glicerol al proceso.

Los estudios sobre la co-digestión del glicerol crudo con cultivos energéticos con bosta han demostrado que añadir glicerol con una fracción máxima de masa de 6% tiene un efecto significativo en la co-digestión [4-15]. Esto significa que la mezcla da como resultado una cantidad considerablemente mayor de metano que lo que se esperaría proporcionalmente de los sustratos individuales. Los mismos estudios también han demostrado que, si la cantidad añadida de glicerol excede 8 %, ya no hay un efecto positivo de co-digestión y puede incluso esperarse que se inhiba la formación de metano. En resumen, aunque los sub-productos de la producción de biodiesel son convenientes para usarlos como co-sustratos, es aconsejable en la práctica usarlos sólo en pequeñas proporciones.

4.2.4 Procesamiento de papa (producción de almidón)

En la producción de almidón a partir de papa, se produce un sub-producto conocido como pulpa de papa, además del agua residual contaminada. Esta pulpa está formada principalmente de cáscaras, paredes de células y células de almidón descompuestas que quedan luego de la extracción de almidón. Se produce aproximadamente 240 kg de pulpa por cada tonelada de papas procesadas, junto con 760 litros de jugo de papa y 400-600 litros de agua de proceso [4-16].

Actualmente, parte de la pulpa la usan los agricultores como alimento para el ganado, mientras que la mayor parte del jugo de papa se aplica a los campos como fertilizante. Sin embargo, su uso como alimento animal representa solo una pequeña proporción de la cantidad residual. Además, la aplicación del jugo en los campos puede llevar a la sobre-fertilización del suelo y salinización del agua subterránea. Por lo tanto, se necesita opciones de utilización alternativas en el mediano plazo.

Una opción es la utilización en las plantas de biogás debido a que los sub-productos son sustratos fá-



ilmente digeribles. Las Tablas 4.6 y 4.7 proporcionan las propiedades de los materiales.

Aunque no existen requisitos especiales respecto a las medidas de higiene o de almacenamiento, se debe tomar en consideración que el jugo de papas y el agua de proceso deben recalentarse para el proceso de digestión para almacenarlos en tanques, lo cual requiere energía adicional.

4.2.5 Producción de azúcar

El procesamiento de remolacha azucarera para fabricar azúcar granulada resulta en una variedad de sub-productos, la mayoría de los cuales se utiliza como alimento animal. Estos sub-productos incluyen la pulpa de remolacha húmeda, que se recolecta luego de que se ha cortado la remolacha y se ha extraído el azúcar y la melaza, que queda luego de que los cristales de azúcar se han separado del jarabe de azúcar espesado. Parte de la pulpa de remolacha se mezcla con la melaza y se la seca extrayéndole el agua para formar pulpa de remolacha con melaza seca, que se usa igualmente como alimento animal [4-17, 4-18].

Aparte de su uso como alimento animal, la melaza se utiliza también como materia prima en las fábricas de levadura o destilerías. Aunque esto significa que la cantidad disponible es limitada en gran medida, la pulpa de remolacha y la melaza son co-sustratos sumamente convenientes para la producción de biogás debido a su contenido residual de azúcar (confrontar Anexo 4.8, Tabla 4.9).

Actualmente, no hay ningún requisito de higiene que aplicar a su almacenamiento o uso. La pulpa prensada se ensila para permitir un almacenamiento prolongado, ya sea como sustrato único en tubos de plástico o como sustrato mezclado con ensilaje de maíz, por ejemplo. La melaza tiene que almacenarse en recipientes de almacenamiento apropiados. En vista de la disponibilidad estacional de remolacha azucarera y sus sub-productos (setiembre a diciembre), es necesario almacenarla si se quiere tener pulpa prensada con melaza todo el año.

4.2.6 Sub-productos provenientes del procesamiento de las frutas

El procesamiento de las uvas o frutas en vino o jugo de fruta produce sub-productos conocidos como pomasa (o marc). Como no tiene un alto contenido de azúcar, a menudo se usa como materia prima en la producción de alcohol. La pomasa también se usa

Tabla 4.5: Rendimientos de biogás estándar de productos exclusivamente a partir de plantas de acuerdo con la Lista Positiva de la EEG de 2009

Sub-productos sólo basados en plantas	Rendimiento de biogás estándar de acuerdo con la Sección V del Anexo 2 de la EEG	
	[kWh _{el} /t FM]	[Nm ³ CH ₄ /t FM]
Granos residuales (frescos o prensados)	231	62
Restos de vegetales	100	27
Vegetales (descarte)	150	41
Cereales (restos)	960	259
Vinaza de cereales (trigo) proveniente de la producción de alcohol	68	18
Polvo de granos	652	176
Glicerol del procesamiento de plantas oleaginosas	1.346	364
Plantas medicinales y especias	220	59
Papas (descarte)	350	95
Papas (en puré, contenido de almidón medio)	251	68
Agua residual de papa proveniente de la producción de almidón	43	12
Agua de proceso de papa proveniente de la producción de almidón	11	3
Pulpa de papa proveniente de la producción de almidón	229	62
Cáscara de papa	251	68
Vinaza de papa proveniente de la producción de alcohol	63	17
Melaza proveniente de la producción de azúcar de remolacha	629	170
Pomasa (fresca, no tratada)	187	51
Harina de aceite de semilla de colza	1.038	281
Torta de semilla de colza (contenido residual de aceite aproximadamente 15%)	1.160	314
Flores cortadas (descarte)	210	57
Torta prensada de remolacha azucarera proveniente de la producción de azúcar	242	65
Ralladura de remolacha azucarera	242	65

Tabla 4.6: Datos de los materiales de productos seleccionados basados exclusivamente en plantas de acuerdo con [4-1], [4-2], [4-12], [4-17]

Sustrato		DM [%]	VS [%DM]	N [%DM]	P ₂ O ₅ [%DM]	K ₂ O
Granos resi- duales	Δ	20-25	70-80	4-5	1,5	n.e.
	Ø	22,5	75	4,5	1,5	n.e.
Vinaza de cereales	Δ	6-8	83-88	6-10	3,6-6	n.e.
	Ø	6	94	8	4,8	n.e.
Vinaza de papas	Δ	6-7	85-95	5-13	0,9	n.e.
	Ø	6	85	9	0,73	n.e.
Pomasa de frutas	Δ	2-3	aproxi- mada- mente 95	n.e.	0,73	n.e.
	Ø	2,5	95	n.e.	0,73	n.e.
Glicerol cru- do	[4-1]	100	90	n.e.	n.e.	n.e.
	[4-15]	47	70	n.e.	n.e.	n.e.
Torta de se- milla de col- za		92	87	n.e.	n.e.	n.e.
Pulpa de papa	Ø	aproxi- mada- mente 13	90	0,5-1	0,1-0,2	1,8
Jugo de papa	Δ	3,7	70-75	4-5	2,5-3	5,5
	Ø	3,7	72,5	4,5	2,8	5,5
Ralladura de remolacha azucarera	Δ	22-26	95	n.e.	n.e.	n.e.
	Ø	24	95	n.e.	n.e.	n.e.
Melaza	Δ	80-90	85-90	1,5	0,3	n.e.
	Ø	85	87,5	1,5	0,3	n.e.
Pomasa de manzanas	Δ	25-45	85-90	1,1	1,4	n.e.
	Ø	35	87,5	1,1	1,4	n.e.
Pomasa de uvas	Δ	40-50	80-90	1,5-3	3,7-7,8	n.e.
	Ø	45	85	2,3	5,8	n.e.

Δ: rango de valores medidos; Ø: promedio
n.e.: n.e.

como alimento animal o como materia prima para fabricar pectina. Cada hectolitro de vino o jugo de frutas rinde aproximadamente 25 kg de pomasa, y cada

hectolitro de néctar de fruta alrededor de 10 kg de pomasa [4-12]. Los datos más importantes sobre los materiales aparecen en las Tablas 4.6 y 4.7.

Gracias al proceso de producción precedente, la pomasa probablemente no contiene ninguna materia extraña o impurezas y tampoco existe necesidad de higienización. Si se desea almacenar los sustratos por largos periodos, es necesario el ensilaje.

4.3 Sub-productos puramente basados en plantas de acuerdo con la EEG

A continuación se proporciona una lista completa de los sub-productos puramente basados en plantas tal como lo especifica la EEG (Lista Positiva de sub-productos basados en plantas) con los rendimientos de biogás estándar de acuerdo a ley (confrontar Sección 7.3.3.2). Para permitir la comparación con sustratos descritos en esta sección, el rendimiento de biogás estándar de acuerdo a ley (en kWh_{el}/t FM) se convierte a un rendimiento de metano específico (Tabla 4.5). Esto asume una eficiencia eléctrica de 37% para la unidad de CHP y un valor calorífico neto (valor de calentamiento más bajo) de metano de 9,97 kWh/Nm³ (ver Tabla 4.5).

Un problema fundamental es que la legislación da sólo detalles aproximados de las propiedades materiales de los sub-productos. Como las propiedades de los materiales de los sub-productos que afectan el rendimiento de gas (en particular el contenido de materia seca y el contenido de aceite residual) se extienden a lo largo de una gama muy amplia en la práctica (confrontar Sección 4.2), puede haber desviaciones considerables entre los rendimientos de gas de acuerdo a ley y aquellos que se logran en realidad. Esto resultará inevitablemente en una sobre-calificación y sub-calificación de los rendimientos de biogás obtenidos a partir de sub-productos puramente basados en plantas aprobadas.

4.4 Datos de los materiales y rendimientos de gas de sub-productos puramente basados en plantas

Las tablas a continuación muestran los datos materiales y los rendimientos de gas de sustratos seleccionados de la Sección 4.2. Cuando están disponibles, se proporciona tanto un rango como un valor promedio de los distintos parámetros. El rango de datos de los

Tabla 4.7: Rendimientos de biogás de sustratos seleccionados provenientes de la industria agrícola [4-1],[4-2],[4-12],[4-15], modificados

Sustrato		Rendimiento de biogás [Nm³/t sustrato]	Rendimiento de metano [Nm³/t sustrato]	Rendimiento específico de metano en base a VS [Nm³/t FM]
Granos residuales	Δ	105-130	62-112	295-443
	Ø	118	70	313
Vinaza de cereales	Δ	30-50	18-35	258-420
	Ø	39	22	385
Vinaza de papa	Δ	26-42	12-24	240-420
	Ø	34	18	362
Pomasa de frutas	Δ	10-20	6-12	180-390
	Ø	15	9	285
Glicerol crudo	Δ	240-260	140-155	170-200
	Ø	250	147	185
Torta de semilla de colza	Ø	660	317	396
Pulpa de papa	Δ	70-90	44-50	358-413
	Ø	80	47	336
Jugo de papa	Δ	50-56	28-31	825-1100
	Ø	53	30	963
Ralladura de remolacha azucarera	Δ	60-75	44-54	181-254
	Ø	68	49	218
Melaza	Δ	290-340	210-247	261-355
	Ø	315	229	308
Pomasa de manzanas	Δ	145-150	98-101	446-459
	Ø	148	100	453
Pomasa de uvas	Δ	250-270	169-182	432-466
	Ø	260	176	448

Δ: rango de valores medidos; Ø: promedio

materiales y de los rendimientos de gas es a veces considerable. Por lo tanto, es claro que, en las aplicaciones del mundo real, la 'calidad del sustrato' variará muy ampliamente y será influenciada por muchos factores relacionados con la producción. Los datos presentados aquí son una guía. Debe notarse que los resultados obtenidos en la práctica a veces pueden ser considerablemente más altos o más bajos.

4.5 Podas y recortes de pastos

El mantenimiento de los parques y bordes verdes por las autoridades municipales produce grandes cantidades de residuos verdes en la forma de podas y cortes de pasto. Como este material se produce de manera estacional, debe ensilarse para asegurar que esté disponible durante todo el año como un sustrato de biogás. Desde el punto de vista práctico, es una opción limitada, no obstante, porque el material residual está ampliamente disperso, lo cual puede significar costos de transporte excesivamente altos. Si las cantidades involucradas son muy pequeñas con intervalos entre las entregas, el material también puede añadirse en estado fresco. Dicho material debe añadirse de manera extremadamente cuidadosa ya que las bacterias tienen primero que ajustarse a la nueva calidad de la sustancia y no se puede descartar una interrupción del proceso si se agrega cantidades demasiado grandes. Algunos datos de los materiales importantes junto con el rendimiento de biogás y el contenido de metano se muestran en la Tabla 4.8. Como regla general, no se utiliza podas y cortes de pasto para la generación del biogás sino que se envían para el abono.

Aparte de las dificultades logísticas mencionadas anteriormente respecto del ensilaje, el manejo presenta pocos problemas. Puede ser necesario retirar los elementos no deseables, como ramas o piedras, antes de cargar el material en la planta de biogás.

4.6 Material proveniente del paisaje

Este término es específico a la actividad y cubre los materiales de actividades agrícolas y hortícolas, donde estas sirven principalmente para paisaje [4-20]. Las áreas donde se obtiene material proveniente del paisaje incluyen tanto áreas de conservación de la naturaleza como áreas donde se realiza medidas de mantenimiento de la vegetación. Los recortes y corte del pasto de biotopos protegidos, reservas y áreas naturales por contrato bajo programas de apoyo agro-ambientales u otros similares se clasifican entonces como material del paisaje. Además, las áreas verdes al lado de las carreteras, las podas y cortes municipales así como las podas y cortes provenientes de jardines públicos y privados y del mantenimiento de los parques, de los campos de deporte y del mantenimiento de los campos de golf así como de los terrenos a lo largo de los cursos de agua se clasifican también como material del paisaje. Como el mantenimiento de las áreas de conservación de la naturaleza puede hacerse solamente una vez al año, este material tiene materia seca y lignina. Este material tiene

Tabla 4.8: Propiedades de los materiales de podas y recortes [4-12], [4-19]

Sustrato	DM [%]	VS [%DM]	N [%DM]	P ₂ O ₅ [%DM]	Rendimiento de biogás [Nm ³ /t FM]	Rendimiento de me- tano [Nm ³ /t FM]	Rendimiento específico de metano en base a VS [Nm ³ /t FM]
Podas y recortes	12	87	2,5	4	175	105	369

contenidos de gas más bajos y es poco conveniente para el ensilaje. Además, el uso de dichos materiales requiere técnicas o métodos de procesamiento bastante específicos que todavía siguen siendo muy costosos o que todavía no son avanzados. En contraste, los materiales provenientes del paisaje de medidas de mantenimiento de la vegetación, como los recortes municipales de pasto o los recortes de pasto provenientes de campos de deporte y de golf, tienen poco contenido de madera y son más fácilmente digeribles.

Para calificar para el bono de paisaje de 2 centavos/kWh_{el}, más del 50 wt% del material utilizado (con referencia a la masa fresca) dentro de un año calendario debe provenir del paisaje (ver también la Sección 7.3.3.2).

4.7 Referencias

- [4-1] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL): Faustzahlen Biogas; Darmstadt, 2007
- [4-2] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL): Faustzahlen Biogas; segunda edición, Darmstadt, 2009
- [4-3] Weiland, P.: Grundlagen der Methangärung – Biologie und Substrate; VDI-Berichte, No. 1620 'Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven'; pp. 19–32; VDI-Verlag 2001
- [4-4] Weiland, P. et al.: Bundesweite Evaluierung neuartiger Biomasse-Biogasanlagen; 16. Symposium Bioenergie-Festbrennstoffe, Biokraftstoffe, Biogas; Bad Staffelstein 2007, pp. 236–241
- [4-5] Weiland, P.: Stand und Perspektiven der Biogasnutzung und -erzeugung in Deutschland; Gülzower Fachgespräche, Band 15: Energetische Nutzung von Biogas: Stand der Technik und Optimierungspotenzial, pp. 8–27, Weimar, 2000
- [4-6] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Standortangepasste Anbausysteme für Energiepflanzen; Gülzow, 2008
- [4-7] Karpenstein-Machan, M.: Energiepflanzenbau für Biogasanlagenbetreiber, DLG Verlag; Frankfurt/M., 2005
- [4-8] Dörfler, H. (ed.): Der praktische Landwirt; cuarta edición; BLV Verl.-Ges., Munich; 1990
- [4-9] Hassan, E.: Untersuchungen zur Vergärung von Futterrübensilage; BLE-Projekt Az. 99UM031; Abschlußbericht; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig; 2001
- [4-10] Schattauer, A.: Untersuchungen zur Biomethanisierung von Zuckerrüben; Masterarbeit angefertigt im Institut für Technologie und Biosystemtechnik; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL); Braunschweig; 2002
- [4-11] Bischoff, M.: Erkenntnisse beim Einsatz von Zusatz- und Hilfsstoffen sowie Spurenelementen in Biogasanlagen; VDI Berichte, No. 2057; 'Biogas 2009 – Energieträger der Zukunft'; VDI Verlag, Düsseldorf 2009, pp. 111–123
- [4-12] Wilfert, R.; Schattauer, A.: Biogasgewinnung und -nutzung – Eine technische, ökonomische und ökologische Analyse; DBU-Projekt, 1. Zwischenbericht; Institut für Energetik und Umwelt GmbH, Leipzig; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig; 2002

- [4-13] Anónimo: Die Herstellung von Biodiesel; innovas news; Anwendungsbeispiel Biogas 3/98; Munich, 1998
- [4-14] Wesolowski, S.; Ferchau, E.; Trimis, D.: Untersuchung und Bewertung organischer Stoffe aus landwirtschaftlichen Betrieben zur Erzeugung von Biogas in Co- und Monofermentationsprozessen; Schriftenreihe des Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie Heft 18/2009; Dresden, 2009
- [4-15] Amon, T.; Kryvoruchko, V.; Amon, B.; Schreiner, M.: Untersuchungen zur Wirkung von Rohglycerin aus der Biodieselerzeugung als leistungssteigerndes Zusatzmittel zur Biogaserzeugung aus Silomais, Körnermais, Rapspresskuchen und Schweinegülle; Universität für Bodenkultur Wien, Department für Nachhaltige Agrarsysteme; Viena, 2004
- [4-16] Umweltbericht; Emsland-Stärke; descargado el 6.09.2002; www.emsland-staerke.de/d/umwelt.htm
- [4-17] Schnitzel und Melasse – Daten, Fakten, Vorschriften; Verein der Zuckerindustrie; Landwirtschaftsverlag Münster-Hiltrup, 1996
- [4-18] Konzept zur Qualität und Produktsicherheit für Futtermittel aus der Zuckerrübenverarbeitung; Broschüre; segunda edición; Verein der Zuckerindustrie; 2003
- [4-19] KTBL Arbeitspapier 249 – Kofermentation; Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft – KTBL; Darmstadt 1998
- [4-20] Recomendación de la Cámara de Compensaciones de la EEG) con fecha 24.09.2009, <http://www.clearingstelle-eeg.de/EmpfV/2008/48>



Fuente: Kuhn (LWG)

4.8 Anexo

Tabla 4.9: Vista de conjunto de las características del sustrato

Sustrato	DM [%]	VS [%DM]	N ^a	P ₂ O ₅ [%DM]	K ₂ O	Rendimiento de biogás [Nm ³ /t FM]	Rendimiento de CH ₄ [Nm ³ /t FM]	Rendimiento espe- cífico de CH ₄ [Nm ³ /t FM]
Bosta								
Lodo líquido de ganado	10	80	3,5	1,7	6,3	25	14	210
Lodo líquido de cerdo	6	80	3,6	2,5	2,4	28	17	250
Bosta de ganado	25	80	5,6	3,2	8,8	80	44	250
Bosta de aves	40	75	18,4	14,3	13,5	140	90	280
Bosta de caballos con o sin paja	28	75	no. espec.	no. espec.	no. espec.	63	35	165
Cultivos energéticos								
Ensilaje de maíz	33	95	2,8	1,8	4,3	200	106	340
Ensilaje de WCC	33	95	4,4	2,8	6,9	190	105	329
Ensilaje de centeno verde	25	90				150	79	324
Granos de cereales	87	97	12,5	7,2	5,7	620	329	389
Ensilaje de pasto	35	90	4,0	2,2	8,9	180	98	310
Remolacha azucarera	23	90	1,8	0,8	2,2	130	72	350
Remolacha forrajera	16	90	no. espec.	no. espec.	no. espec.	90	50	350
Ensilaje de girasoles	25	90	no. espec.	no. espec.	no. espec.	120	68	298
Pasto de Sudán	27	91	no. espec.	no. espec.	no. espec.	128	70	286
Sorgo dulce	22	91	no. espec.	no. espec.	no. espec.	108	58	291
Centeno verde ^b	25	88	no. espec.	no. espec.	no. espec.	130	70	319
Sustratos provenientes de la industria de procesamiento								
Granos residuales	23	75	4,5	1,5	0,3	118	70	313
Vinaza de cereales	6	94	8,0	4,8	0,6	39	22	385
Vinaza de papas	6	85	9,0	0,7	4,0	34	18	362
Pomasa de frutas	2,5	95	no. espec.	0,7	no. espec.	15	9	285
Glicerol crudo ^c	no esp.	no. espec.	no. espec.	no. espec.	no. espec.	250	147	185
Torta de semilla de colza	92	87	52,4	24,8	16,4	660	317	396
Pulpa de papas	13	90	0,8	0,2	6,6	80	47	336
Jugo de papas	3,7	73	4,5	2,8	5,5	53	30	963
Pulpa de remolacha de azúcar prensada	24	95	no. espec.	no. espec.	no. espec.	68	49	218
Melaza	85	88	1,5	0,3	no. espec.	315	229	308
Pomasa de manzanas	35	88	1,1	1,4	1,9	148	100	453
Pomasa de uvas	45	85	2,3	5,8	no. espec.	260	176	448
Podas y recortes de pastos								
Podas y recortes	12	87,5	2,5	4,0	no. espec.	175	105	369

a. Concentraciones de N en el digestato, excluyendo pérdidas en el almacenamiento

b. marchito

c. Los resultados varían en gran medida en la práctica, dependiendo del método utilizado para la producción de biodiésel



Operación de las plantas de biogás

La eficiencia económica de una planta de biogás planeada apropiadamente se determina por la disponibilidad y utilización de capacidad del conjunto del proceso. Los factores clave son la funcionalidad y la confiabilidad operativa de la tecnología empleada así como la degradación altamente consistente dentro del proceso biológico.

Como la operación de las instalaciones técnicas está sujeta a averías inevitables, se debe tener herramientas apropiadas a la mano para detectar dichas averías e identificar y rectificar las fallas. El control de procesos siempre se realiza en interacción con el personal, aunque el grado de automatización puede variar muchísimo. Si se automatiza los algoritmos de monitorización y control, los beneficios son que el sistema está disponible constantemente y que se logra un grado de independencia del personal experto. La transmisión remota de datos también hace que no sea completamente necesaria la presencia del personal en la planta para la monitorización del proceso. La desventaja de una gran automatización es el mayor costo resultante. Como estas ventajas y desventajas tienen diferentes pesos dependiendo de las especificaciones de la planta, no se puede asumir que existe un conjunto estandarizado de instrumentación y equipo de control para las plantas de biogás. Los instrumentos utilizados tienen que adaptarse a las condiciones específicas en cada caso.

Las siguientes secciones examinan primero las variables medidas que se pueden utilizar para observar el proceso biológico.

Las descripciones se relacionan a plantas de fermentación húmedas. En cada caso se señala cualquier característica especial diferente aplicable a los digestores (secos) del tipo de funcionamiento por lotes.

5.1 Parámetros para monitorizar el proceso biológico

La monitorización y control del proceso biológico plantean un desafío. El objetivo del proceso de digestión anaeróbica en el sector agrícola es usualmente el logro de una tasa constante de producción de metano. El método más comúnmente utilizado implica un reactor de tanque de agitación continua (o semi-continua) (CSTR). En este caso, se logra la producción constante del metano cuando se establece una operación de tipo permanente. En el estado permanente, no cambian las variables del proceso y se logra las tasas máximas de conversión específicas al proceso [5-26].

$$V \frac{dS}{dt} = Q_{in} \cdot S_o - Q_{out} \cdot S + V \cdot r_s = 0$$

Ecuación 5.1: Operación de tipo permanente (Q: tasa de flujo volumétrico ($l \cdot d^{-1}$) (insumo, producto), V: volumen de reacción (l), r_s : tasa de reacción $g \cdot (d \cdot l)^{-1}$, S_o : flujo ingresante de sustrato de concentración ($g \cdot l^{-1}$), S: flujo saliente de sustrato de concentración ($g \cdot l^{-1}$))

Las variables como la tasa de carga orgánica, el tiempo de retención, el grado que se puede lograr de degradación y la tasa de producción de gas están, por lo tanto, determinadas por la magnitud de la planta y el sustrato elegido. El operador de la planta debe asegurar que estas variables se mantengan tan constantes como sea posible. Sin embargo, el estado permanente es casi imposible de lograr en la práctica porque ocurren inevitablemente perturbaciones del proceso (por ejemplo, cambios en las propiedades del sustrato, averías tales como la falla de las bombas, o la introducción de desinfectantes, etc.). Debe detectarse y corregirse las causas de estas perturbaciones que causan desviaciones del estado deseado.

Dichas desviaciones del estado permanente pueden detectarse directamente por medio de un balance de flujo del material. Sin embargo, en la práctica es difícil medir la composición del material del insumo y del producto de manera precisa y, en muchos casos, incluso es difícil medir la cantidad del sustrato que se carga realmente y la cantidad de gas que se produce, de manera que es imposible lograr un balance de masa cerrado y preciso a un costo razonable. Por esta razón, en muchas plantas se utiliza soluciones parciales adaptadas a las circunstancias específicas. Pero no siempre son suficientes para poder manejar un proceso estable.

A continuación se describe las variables medidas disponibles para la evaluación del proceso biológico y utilizadas más comúnmente en la práctica.

5.1.1 Tasa de producción de biogás

El biogás que se genera es una variable medida crucial como producto metabólico y variable objetivo. La tasa de producción de biogás es la cantidad de gas producida por unidad de tiempo (por ejemplo, d^{-1}) y con un volumen de alimentación conocido. Asimismo, la composición del sustrato sirve como base para calcular la producción específica de biogás (específica al sustrato y específica por volumen). Es esencial medir la tasa de producción de biogás para equilibrar los procesos metabólicos y evaluar la eficiencia de las poblaciones metanogénicas.

Cuando se está instalando equipos para detectar flujos gaseosos, se debe prestar atención a la posición de los sensores. Si se necesita observar los estados del proceso de los digestores individuales, también debe registrarse por separado sus tasas de producción de gas. Si los digestores tienen techos de membrana, para calcular la tasa de producción de gas es necesario tener en cuenta el volumen de almacenamiento, lo cual puede hacerse registrando el nivel de llenado (por ejemplo, por transductor de extensión de cable), la presión interna y la temperatura en el espacio del gas. Los sensores en el espacio del gas deben satisfacer los requisitos de protección contra explosiones y deberían ser resistentes a la corrosión y a los altos niveles de humedad. Como los techos de las membranas también sirven al propósito de almacenar biogás, la medición de la tasa de producción de gas y el volumen de almacenamiento disponible es también particularmente importante para controlar la producción de unidades de CHP.

Con respecto a la medición de los flujos de gas en las tuberías, se debe tener cuidado de que las secciones

de ingreso especificadas por el fabricante se coloquen de manera que produzcan flujos laminares. Los instrumentos de medición con partes móviles en la corriente biogás son susceptibles a fallas debido a las impurezas que acarrea la corriente de biogás. Los instrumentos basados en los principios de medición térmica y de fluidos se utilizan en el sector del biogás, así como los flujómetros de vórtice.

5.1.2 Composición del gas

Se puede utilizar la composición del biogás para evaluar una variedad de circunstancias. Los componentes individuales y su significado para el proceso se explican brevemente a continuación.

5.1.2.1 Metano

La proporción de metano en el biogás sirve para evaluar el estado de la biocenosis metanogénica. La tasa de producción de metano puede calcularse en conexión con la tasa de producción de biogás: si la tasa de producción de metano cae significativamente a pesar de una tasa constante de alimentación, se puede asumir que se ha inhibido las arqueas metanogénicas. Se debe contar con puntos de medición en los digestores individuales para evaluar la productividad de metano. En la tecnología de biogás, se mide las concentraciones de metano con sensores infrarrojos o sensores de conductividad térmica.

Para la operación de unidades combinadas de calor y energía es importante que el contenido de metano en el gas no caiga por debajo de 40-45%, porque entonces los motores ya no pueden utilizar el biogás.

5.1.2.2 Dióxido de carbono

Se forma dióxido de carbono durante la fase de hidrólisis / acidogénesis y en el curso de la formación de metano. Se disuelve en agua, formando así un importante tampón de carbonato de hidrógeno. Si la proporción de dióxido de carbono / metano en el biogás cae sin que se haya cambiado la composición del sustrato, se puede apreciar una tasa más alta de formación de ácido en comparación con la formación de metano. El equilibrio de los flujos de masa en el proceso de degradación se interrumpe entonces. Esto puede ser causado por la variación de cantidades de insumo o la inhibición de la población metanogénica.

El dióxido de carbono, al igual que el metano, se mide con sensores infrarrojos o sensores de conductividad térmica.

5.1.2.3 Oxígeno

El oxígeno debería ser detectable en el biogás si se añade para propósitos de desulfuración biológica. En ese caso, se puede medir el oxígeno para ajustar el contenido de oxígeno requerido para la desulfuración. Se puede medir el oxígeno con sensores electroquímicos y sensores paramagnéticos.

5.1.2.4 Sulfuro de hidrógeno

Los fabricantes de unidades combinadas de calor y energía especifican límites para la concentración de sulfuro de hidrógeno porque los productos de la oxidación tienen propiedades altamente corrosivas. El propósito principal de la medición es, por lo tanto, proteger la unidad de CHP.

Las altas concentraciones de sulfuro de hidrógeno no afectan las arqueas metanogénicas hasta que las concentraciones alcanzan el rango porcentual (20,000 ppm aproximadamente), lo cual ocurre rara vez en las plantas de biogás agrícola. El sulfuro de hidrógeno se mide con sensores electroquímicos.

5.1.2.5 Hidrógeno

El hidrógeno es un producto intermedio importante en el proceso de formación del metano. Se libera principalmente durante la acidogénesis y la acetogénesis, antes de que se convierta en metano. Ha habido varios intentos de utilizar la concentración de hidrógeno en el biogás para detectar perturbaciones del proceso. En este sentido, teóricamente es particularmente importante que la formación de ácido acético a partir de ácidos grasos de cadena larga y la utilización de hidrógeno para formar metano puedan ocurrir simultáneamente sólo en un estrecho rango de concentración. La conveniencia de este parámetro está en discusión, ya que no siempre es posible establecer una correlación inequívoca entre la concentración de hidrógeno en el biogás y la perturbación del proceso. La concentración del hidrógeno en el biogás puede medirse fácilmente con ayuda de sensores electroquímicos. Hasta la fecha se ha hecho poco para investigar la conveniencia de usar la presión parcial de hidrógeno en el sustrato de fermentación como parámetro de control.

La mayor parte de fabricantes de equipo de análisis de gas en el sector del biogás ofrecen dispositivos modulares que permiten al usuario escoger el tipo de sensores y el número de puntos de medición. Debe recordarse que los sensores electroquímicos se desgastan y arrojan mayores desviaciones que los sensores

infrarrojos, por ejemplo. Se debe calibrar los sensores de manera regular.

5.1.3 Temperatura

En general, la tasa de reacción se incrementa con una mayor temperatura. Sin embargo, los procesos biológicos tienen temperaturas óptimas porque sus estructuras orgánicas (por ejemplo, proteínas) pueden hacerse inestables a medida que se elevan las temperaturas y pueden perder su funcionalidad. Cuando se utiliza procesos anaeróbicos en aplicaciones técnicas, esencialmente se dividen en dos rangos de temperatura:

- rango mesofílico, aproximadamente 37 a 43 °C
- rango termofílico, aproximadamente 50 a 60 °C

Como se produce muy poco calor en la fermentación anaeróbica (excepto en algunas plantas alimentadas con cultivos energéticos), se debe calentar el sustrato para alcanzar temperatura de fermentación. Es importante mantener la temperatura constante. En particular, el proceso termofílico es sensible a las fluctuaciones de temperatura.

En algunos casos, las plantas que utilizan ensilaje de maíz experimentan elevaciones de temperaturas que pueden hacer necesario el enfriamiento.

Los sensores utilizados para medir la temperatura deben instalarse a varias alturas de tal manera que se pueda detectar estratificación y mezclado inadecuados. También se debe prestar atención a que los sensores no se instalen en zonas muertas o demasiado cerca del equipo de estabilización de temperatura. Los sensores de resistencia (por ejemplo PT 1000 o PT 100) o las termocuplas son convenientes para medir la temperatura.

5.1.4 Volumen del insumo y niveles de llenado

Para asegurar el balance de los procesos de degradación, es absolutamente esencial medir con precisión la cantidad de sustrato añadido. Además de los sustratos líquidos, en algunos casos se alimentan sólidos también a los digestores por lo que se usan distintos sistemas de medición.

La mejor manera de medir sólidos es pesarlos. Esto se hace utilizando balanzas de cargadores de rueda o equipo de pesado en los sistemas de carga. Estos últimos son más exactos y más fáciles de integrar en sistemas automatizados de control de procesos. El equipo de pesado usa sensores de presión que requieren contenedores 'flotantes'. Por lo tanto, debe evitarse que

haya suciedad cerca de estos sensores así como el llenado excesivo de los recipientes de depósito durante el proceso de carga.

Para los sustratos líquidos, se debe instalar dispositivos de medición de flujo en los tubos, o si la planta tiene pre-pozos, se puede medir el volumen del ingreso de alimento con medidores del nivel de llenado.

Los niveles de llenado (también en los digestores) pueden determinarse utilizando sensores de presión (presión hidrostática en el digestor) o midiendo la distancia a la superficie por ultrasonido o por radar. Respecto de la elección de sensores, se debe prestar atención a la resistencia a la corrosión y a la resistencia a la suciedad, especialmente debido a que el mantenimiento in situ es costoso y difícil. Otra consideración cuando se elige y coloca los sensores es que no se debe permitir que los estados operativos específicos como la acumulación de sedimento (por ejemplo, arena) en el fondo del digestor, la formación de espuma, los depósitos de azufre en el espacio del gas, entre otros, afecte las mediciones. También se debe asegurar la protección contra explosiones.

Los dispositivos que han mostrado ser mejores para la medición del flujo son aquellos que funcionan sin partes móviles en el medio de medición. Los tipos más comunes son los sensores inductivos y capacitivos, aunque en ciertos casos también se utilizan sensores de conductividad térmica y de ultrasonido. Dependiendo de la metodología, se debe prever una corrida de ingreso adecuada a los sensores para producir flujo laminar en el tubo. La medición del flujo tiene la ventaja de que se puede monitorizar varias líneas de alimentación con un dispositivo de medición. Si existe más de una línea de alimentación se puede identificarlas a través de una tubería gracias a una configuración favorable de las válvulas.

5.1.5 Caracterización del sustrato

Así como la cantidad de sustrato, también es necesario conocer la concentración y composición del sustrato para obtener un equilibrio de masa.

Los parámetros de la suma, como el contenido de sólidos totales (TS) (= contenido de materia seca, DM) y contenido de sólidos volátiles (VS) se utilizan para determinar la concentración. Para los sustratos líquidos, también es posible utilizar la demanda química de oxígeno (COD). También ocasionalmente se utiliza el carbono orgánico total (TOC). Sólo los dos primeros parámetros mencionados son relevantes en la práctica.

El primer paso para determinar la fracción biodegradable del sustrato es establecer el contenido de agua o el contenido de sólidos totales. Para hacer esto se seca una muestra a peso constante a 105 °C en laboratorio. Hay nuevos sensores de microondas y cuasi-infrarrojos que determinan el contenido en línea con el proceso.

Un criterio para evaluar la degradabilidad consiste en determinar la proporción de constituyentes orgánicos de la materia seca. El contenido de sólidos volátiles es un parámetro de suma obtenido quemando la muestra secada a 550 °C. La pérdida de masa resultante, a la que se conoce como pérdida en ignición, corresponde a la cantidad de materia orgánica seca. Este valor es un parámetro agregado pero no dice nada respecto de la degradabilidad de la sustancia que se está probando ni de la cantidad de biogás que se espera producir. La literatura presenta valores guía que pueden utilizarse para estimar el volumen esperado de producción de gas si se conocen el sustrato y el contenido de sólidos volátiles. El secado de la muestra elimina las sustancias volátiles (por ejemplo, ácidos volátiles-vapor), de tal modo que estas sustancias no aparecen en el resultado analítico. Especialmente cuando se acidifican los sustratos (como en el caso de los ensilajes, por ejemplo), se pueden producir errores considerables al estimar el potencial de gas. Por lo tanto, Weissbach desarrolló un método de corrección que toma en cuenta las sustancias volátiles. Sin embargo, este método es significativamente más complejo [5-18].

El residuo que queda luego de quemar la muestra se conoce como el residuo en ignición. Esto representa la proporción de constituyentes inertes en el sustrato. Si los sustratos contienen grandes cantidades de arena, el residuo en ignición puede utilizarse para estimar el contenido de arena, y en combinación con el tamizado, se puede estimar también la distribución granulométrica de la arena [5-19]. El contenido de arena es importante debido a sus propiedades abrasivas y a que en el caso de algunos sustratos se sedimenta en el digestor (por ejemplo, bosta de aves).

Se puede obtener una caracterización más precisa del sustrato clasificando los constituyentes del sustrato de acuerdo con Weende (fibra cruda, proteína cruda, lípidos crudos y extracto libre de nitrógeno), que, en combinación con cocientes de digestibilidad, permite determinar la conveniencia de las sustancias orgánicas para su utilización como alimento animal (ver también 2.3.4.1), o de acuerdo con van Soest (hemicelulosa, celulosa y lignina). Estos constituyentes determinan la naturaleza de los productos inter-

medios formados. Si hay cambios súbitos en el sustrato, pueden surgir acumulaciones repentinas de productos intermedios que no se pueden degradar porque la población correspondiente de bacterias no está presente o no presenta tasas de crecimiento suficientemente altas. El análisis de los alimentos de animales puede usarse también para determinar más exactamente el rendimiento esperado de gas que basándose en el contenido de sólidos volátiles. Este método de análisis entonces también es mejor para evaluar la calidad de los sustratos.

Es esencial determinar la concentración del sustrato para un balanceo confiable de la masa. También puede utilizarse una determinación complementaria de la composición del sustrato para evaluar la calidad del sustrato.

5.1.6 Determinación de la concentración de ácidos orgánicos

Los ácidos orgánicos son un producto intermedio en la formación de biogás. Los ácidos se disocian en solución acuosa dependiendo del valor de pH. Se puede calcular los constituyentes de la manera siguiente:

$$f = \frac{10^{pK_s - pH}}{1 + 10^{pK_s - pH}}$$

Ecuación 5.2: Cálculo del valor de disociación de acuerdo con [5-20] (f: factor de disociación, pK_s : logaritmo común negativo de la constante de acidez, pH: valor de pH)

En el estado estable, las tasas de formación y transformación de ácido son idénticas de tal manera que la concentración en el digestor es constante. Si hay una tasa de formación de ácido más alta y/o se inhibe la degradación, los ácidos se acumulan y la concentración se eleva. El crecimiento bacteriano depende de la concentración de sustrato, tal como se indica en los principios descritos por Monod, de manera que un incremento de ácidos resulta en una tasa más alta de crecimiento y, dentro de ciertos límites, el proceso se estabiliza por sí mismo. Sin embargo, si la tasa a la que se forman los ácidos excede la capacidad de los microorganismos que degradan ácidos por un periodo sostenido, la concentración sigue elevándose. Si no ocurre una intervención, los ácidos se acumulan hasta el punto en el que la capacidad de taponamiento del sustrato de fermentación se consume y cae el valor de pH. La degradación del ácido se inhibe cuando la concentración de la porción no di-

Tabla 5.1: Valores límite para una concentración de ácidos permisible máxima

Autor	Valor límite Concentración Equivalentes al ácido acético ($\text{mg} \cdot \text{l}^{-1}$)	Método, comentarios
[5-20]	200 ácido no disociado	Reactor de tanque con agitación operado en condiciones termofílicas con reactor de hidrólisis corriente arriba
[5-20]	300 (biocenosis adaptada) ácido no disociado	Reactor de tanque con agitación operado en condiciones termofílicas con reactor de hidrólisis corriente arriba
[5-21]	30-60 ácido no disociado	Reactor de tanque con agitación continua (CTR) operado en condiciones mesofílicas
[5-2]	80 (incremento de la inhibición superior a 20) ácido no disociado	No hay datos
[5-22]	100-300 ácido total	Fermentación de lodo líquido de desagüe, estado normal del proceso
[5-22]	1.000-1.500 ácido total	Fermentación de lodo líquido de desagüe, normal durante fase de arranque
[5-22]	1.500-2.000 ácido total	Fermentación de lodo líquido de desagüe, riesgo de fallas del proceso, descontinuar la carga o añadir álcali
[5-22]	4.000 ácido total	Fermentación de lodo líquido de desagüe, poca posibilidad de recuperación en el corto plazo
[5-23]	< 1.000 ácido total	Fermentación estable

sociada (indisociada) de los ácidos alcanza un nivel elevado, y este efecto se refuerza como las caídas en el valor de pH.

Es difícil especificar un valor límite para una concentración máxima de ácidos permisibles en el estado estable porque la concentración que se establece depende de factores como el tiempo de residencia, el sustrato utilizado y la presencia de sustancias inhibitorias.

La Tabla 5.1 presenta a manera de guía varias cifras que aparecen en la literatura.

En cuanto a la evaluación del proceso, es imperativo que la concentración del ácido permanezca cons-

tante. Si se eleva la concentración del ácido, es esencial tener precaución. Se necesitan modelos de procesos para evaluar los procesos en condiciones dinámicas, es decir con concentraciones de ácido cambiantes.

Así como el parámetro agregado de los ácidos, las concentraciones de ácidos individuales pueden darnos información adicional. Si el espectro revela que los ácidos de cadena más larga se están incrementando más rápido que el ácido acético, la transformación de estos ácidos en ácido acético se están inhibiendo. La transformación de ácidos de cadena más larga en ácido acético es un proceso endógeno que ocurre solamente cuando las concentraciones de hidrógeno son bajas y, lo que es más, la tasa de crecimiento de estos microorganismos es baja. Debido a estas circunstancias desfavorables, este sub-proceso puede convertirse en un cuello de botella en el proceso. De manera similar, las concentraciones más altas de ácido propiónico se degradan sólo lentamente.

En algunas publicaciones se hace referencia a la proporción de ácido acético y de ácido propiónico como un parámetro para la evaluación del proceso, pero hasta la fecha no ha sido posible establecer un patrón aplicable en general.

Existen varios métodos para determinar la concentración de ácidos orgánicos (actualmente para estos análisis es necesario tomar una muestra para el análisis de laboratorio).

- como parámetro agregado (es decir destino de vapor de acuerdo con DIN 38414-19)
- como espectro (por ejemplo cromatografía de gas) o
- calculado sobre la base de parámetros determinados empíricamente a partir del resultado de la titulación (VOA - ácidos orgánicos volátiles)

La determinación del parámetro agregado de acuerdo con DIN 38414-19 se ha vuelto poco frecuente debido al uso cada vez mayor de VOA. Este método es más complejo que la determinación del valor de VOA debido a la necesidad de destilar vapor- ácidos volátiles, pero también es más preciso.

La determinación del espectro de ácidos por cromatografía de gas (la cromatografía de líquidos es otra posibilidad) requiere una tecnología de medición compleja y experiencia con el sustrato. La suma de los ácidos no es el único resultado. También es posible determinar las concentraciones de fracciones individuales de los ácidos grasos más bajos. Éste es el método más exacto de los mencionados.

En años recientes, el valor VOA se ha establecido como parámetro fácil de determinar [5-24]. El valor VOA se utiliza sobre todo en combinación con el valor TAC (VOA/TAC).

El VOA/TAC se determina por titulación. El origen de la abreviación TAC no es completamente claro. La literatura proporciona varias designaciones y ninguna de ellas es verdaderamente exacta o correcta respecto del término. El valor TAC representa el 'consumo' A de ácido sulfúrico de 0,1 N durante la titulación de una muestra a pH 5. La cantidad de ácido consumida se convierte en la concentración de carbonato correspondiente (mg CaCO_3/l). Luego, si se continúa la titulación a pH 4,4, la concentración de ácidos orgánicos puede deducirse del 'consumo de ácido B'. Las fórmulas utilizadas para calcular la concentración de ácidos son de naturaleza empírica:

Cantidad de la muestra: 20 ml (centrifugada)

TAC: consumo A x 250 [mg/l CaCO_3]

VOA: ((consumo B x 1.66) - 0.15) x 500 [mg/l HAc]

La proporción de VOA/TAC se usa a menudo para la evaluación del proceso. Sin embargo, hay que recordar que las fórmulas son empíricas por lo que los resultados analíticos de diferentes procesos no son comparables. La experiencia muestra que el valor VOA/TAC no debería exceder 0,8. Aunque hay excepciones, como en el caso de los ácidos se puede detectar problemas observando cambios en el valor. El método de cálculo utilizado tiene que tomarse en cuenta cuando se evalúan los resultados.

5.1.7 Valor de pH

Los procesos biológicos dependen mucho del valor de pH. El rango de pH óptimo para generar metano cae dentro de un rango estrecho entre aproximadamente 7 y 7,5, aunque el gas también puede formarse por encima y por debajo de este rango. En las configuraciones de etapa única, como regla general, se establece automáticamente un valor de pH en el rango óptimo porque los grupos de bacterias forman un sistema auto-regulado. En un proceso de dos etapas, el valor de pH es considerablemente más bajo en la etapa de la hidrólisis, normalmente entre 5 y 6,5, ya que es allí donde las bacterias acidogénicas alcanzan su nivel óptimo. En la etapa metanogénica el valor de pH se eleva nuevamente al rango neutral gracias a la capacidad de tampón del medio y a las actividades de degradación.

El valor de pH controla los equilibrios de disociación de importantes productos metabólicos como el amoníaco, los ácidos orgánicos y el sulfuro de hidrógeno. La capacidad de tampón del medio (principalmente carbonato de hidrógeno y amoníaco) garantiza un valor estable del pH. Si ocurren en efecto cambios

importantes y los valores del pH salen de su rango óptimo, esto es usualmente un signo de perturbaciones serias y se debe actuar inmediatamente.

5.1.8 Concentraciones de oligoelementos

Los oligoelementos son sustancias minerales que ocurren en concentraciones muy bajas. Las plantas que se manejan exclusivamente a partir de cultivos energéticos (y aquellas que usan agua de lavado residual/vinaza) son susceptibles a las perturbaciones en el proceso, las que se pueden corregir añadiendo oligoelementos. Una producción de gas decreciente junto con acidez creciente son indicadores de estas perturbaciones. Estos fenómenos no se observan en plantas operadas en base a lodo líquido. Hasta ahora no se ha probado que sea posible identificar los mecanismos precisos y las sustancias que realmente causan el efecto limitante, pero las concentraciones de oligoelementos en los cultivos energéticos están significativamente por debajo de aquellos que se han detectado en varios tipos de bosta [5-26].

Un número de proveedores ofrece mezclas apropiadamente adaptadas de oligoelementos para la optimización del proceso. Existen indicaciones de que la adición de iones de hierro en la forma de cloruro de hierro o hidróxido de hierro, utilizados a menudo para la desulfuración, pueden tener un efecto estabilizante. Esto se debe a que el sulfuro forma sulfuros metálicos que se disuelven mal, restringiendo así la disponibilidad de los oligoelementos. Si el sulfuro se enlaza sobre todo al hierro, se eleva la disponibilidad de otros metales. La tabla a continuación muestra valores guía para los distintos elementos.

Tabla 5.2: Valores guía para oligoelementos

Elemento	Valores guía [5-28] mg/kgTS	Valores guía [5-27] Concentración [mg/l]
Cobalto	0,4-10 (óptimo 1,8)	0,06
Molibdeno	0,05-16 (óptimo 4)	0,05
Níquel	4-30 (óptimo 16)	0,006
Selenio	0,05-4 (óptimo 0,5)	0,008
Tungsteno	0,1-30 (óptimo 0,6)	
Zinc	30-400 (óptimo 200)	
Manganeso	100-1500 (óptimo 300)	0,005-50
Cobre	10-80 (óptimo 40)	
Hierro	750-5000 (óptimo 2400)	1-10 [5-29]

Se ha solicitado una patente de un método que indica valores guía y describe la adición de oligoelementos [5-28].

Cuando se añade oligoelementos, debe recordarse que estos son metales pesados, que pueden tener un efecto inhibitorio en concentraciones elevadas y que están clasificados como contaminantes. Cualquiera que fuera el caso, se debe añadir los elementos de acuerdo con el principio de añadir la cantidad que sea necesaria pero siempre el mínimo posible.

5.1.9 Nitrógeno, amonio, amoníaco

Las sustancias orgánicas que contienen nitrógeno se subdividen. El nitrógeno se convierte en amoníaco (NH_3). El amoníaco se disocia en el agua, formando amonio.

El nitrógeno es necesario para construir la estructura de las células y es, por lo tanto, un nutriente vital.

Por otro lado, se ha demostrado que las altas concentraciones de amoníaco/amonio en el sustrato tienen un efecto inhibitorio sobre la metanogénesis. Todavía no hay una opinión única sobre los mecanismos precisos que causan esta inhibición pero es obvio que las bacterias pueden adaptarse a concentraciones más altas. Esto hace que sea difícil dar indicaciones claras de valores límite, ya que la reacción a concentraciones elevadas de amoníaco/amonio depende del proceso específico.

Hay muchos elementos que sugieren que el efecto inhibitorio proviene de la fracción disociada, en otras palabras del amoníaco, y que surge una dependencia entre el efecto inhibitorio y la concentración, la temperatura y el valor de pH. La consecuencia, confirmada en la práctica, es que las plantas termofílicas responden más sensiblemente a las altas concentraciones de amoníaco que las plantas mesofílicas. La ecuación a continuación muestra la correlación.

$$c_{\text{NH}_3} = c_{\text{NH}_4} \cdot \frac{10^{\text{pH}}}{e^{\frac{6344}{273+T}} + 10^{\text{pH}}}$$

Ecuación 5.3: Cálculo de la concentración de amoníaco de acuerdo con [5-30] (c_{NH_3} concentración de amoníaco ($\text{g} \cdot \text{l}^{-1}$), c_{NH_4} concentración de amonio ($\text{g} \cdot \text{l}^{-1}$), T temperatura ($^{\circ}\text{C}$))

La Figura 5.1 ilustra el equilibrio de la disociación y la inhibición tal como se explica en [5-2]. Aunque indudablemente sería incorrecto transferir los valores absolutos para la inhibición a todos los procesos (ver a

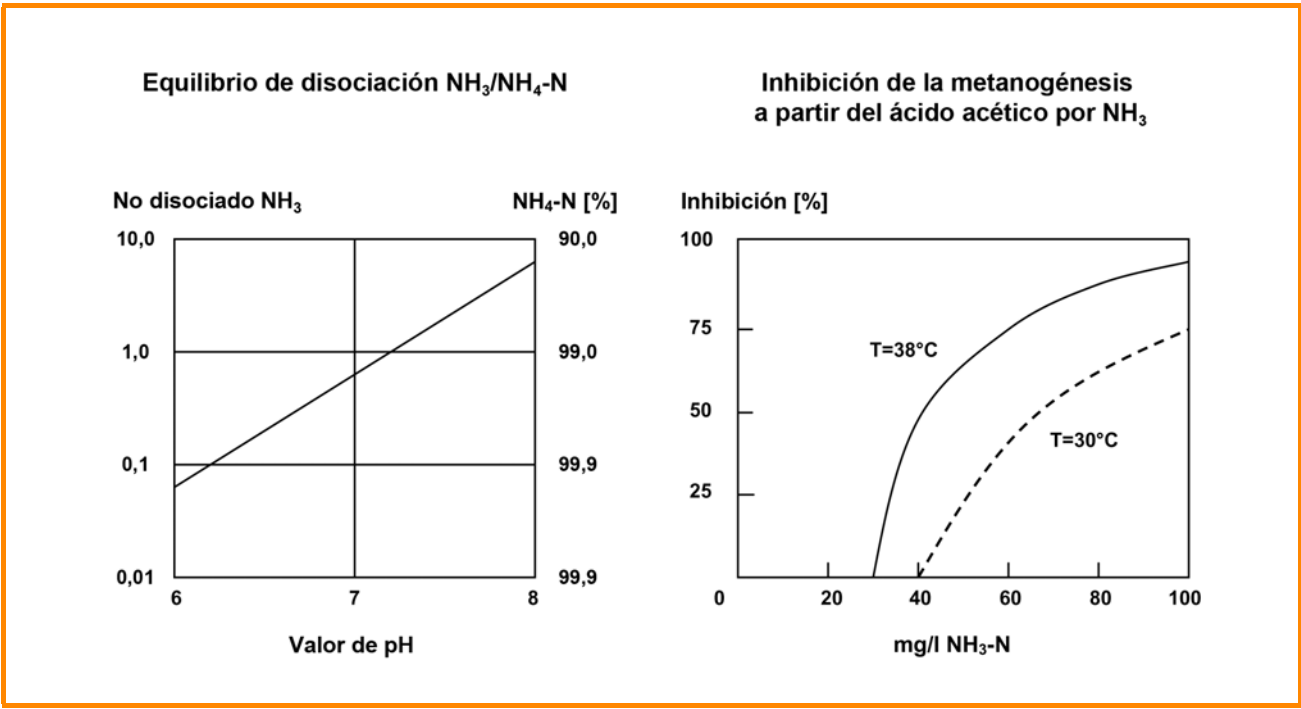


Figura 5.1: Inhibición de la metanogénesis a partir del ácido acético por NH_3 (según [5-2])

continuación), el principio general de la progresión del efecto inhibitorio es transferible.

La Tabla 5.3 presenta varias publicaciones que se refieren al tema de la inhibición de amoníaco/amonio. Es evidente que las cifras varían ampliamente, lo que subraya el hecho de que no se puede hacer afirmaciones universalmente aplicables sobre la inhibición del amoníaco/amonio.

Tabla 5.3: Referencias en la literatura a las concentraciones inhibitorias de amoníaco

Autor	Concentración		Comentarios
[5-33]	> 3000 mg · l ⁻¹ NH ₄		Efecto inhibitorio
[5-32]	> 150 mg · l ⁻¹ NH ₃		Efecto inhibitorio
[5-31]	500 mg · kg ⁻¹ NH ₃ 1200 mg · l ⁻¹ NH ₃		Operación estable, concentraciones elevadas de ácido
[5-30]	< 200 mg · l ⁻¹ NH ₃		Operación estable
[5-21]		Grado de degradación	
		%	Operación estable en todos los casos, pero poca degradación y concentración elevada de ácidos
	106 mg · l ⁻¹ NH ₃	71	
	155 mg · l ⁻¹ NH ₃	62	
	207 mg · l ⁻¹ NH ₃	61	
	257 mg · l ⁻¹ NH ₃	56	
[5-34]	> 700 mg · l ⁻¹ NH ₃		Efecto inhibitorio

En relación con las elevadas concentraciones de amonio, [5-21] reporta elevadas concentraciones de ácidos al mismo tiempo, esta correlación también puede observarse en la práctica. Las concentraciones más elevadas de ácidos indican una tasa de crecimiento cercana al máximo para las poblaciones que consumen ácidos. A pesar de estas condiciones desfavorables es posible una operación estable, aunque se requiere mayor precaución en caso de fluctuaciones de la carga porque el proceso ya no es capaz de amortiguarlas por una actividad metabólica creciente. En ciertas circunstancias, la producción de gas puede entonces permanecer constante por un tiempo, pero se producirá enriquecimiento de ácido en el sustrato de fermentación. Las altas concentraciones de amoníaco actúan como un tampón, de tal manera que las concentraciones más altas de ácidos orgánicos no ocasionan necesariamente a cambios en el valor de pH.

Si se les da un largo periodo de ajuste (hasta un año), los microorganismos pueden adaptarse a las altas concentraciones de amoníaco. Los estudios con reactores de fondo fijo han mostrado que son capaces de adaptarse mejor a las concentraciones más altas que en los reactores con tanque con agitador. De esto se puede concluir que la edad de las bacterias es un factor en la adaptación. Por lo tanto, se sigue que los tiempos de residencia prolongados en reactores de tanque con agitador serían una estrategia para dominar el efecto inhibitorio.

Hasta la fecha no se sabe con claridad dónde están los límites respecto de la concentración del amoníaco, la tasa de carga orgánica y el tiempo de residencia. El ajuste toma tiempo y se asocia con el desempeño fluctuante de la degradación. Por tanto, el proceso de ajuste está también asociado con el riesgo económico.

Se puede medir el amoníaco/amonio con sondas selectivas de iones o por medio de pruebas de cubeta, o convencionalmente por destilación y valoración (DIN 38406, E5). El uso de sondas en el campo no está generalizado. Es más común el análisis de las muestras en laboratorio. Como la concentración limitante es específica al proceso, la concentración de amoníaco por sí sola da poca información sobre el estado del conjunto del proceso. La determinación del contenido de amonio siempre debería acompañarse por la determinación del valor de pH de tal manera que se pueda medir el contenido de amoníaco. Las eventuales perturbaciones pueden ayudar a identificar la causa.

5.1.10 Capas de lodo líquido flotante

La formación de capas de lodo líquido flotante o de escoria puede crear un problema en plantas con sustrato fibroso. Las capas de lodo líquido se forman cuando el material fibroso flota hacia la superficie y forma una capa de tapiz de estructura sólida. Si no se rompe la capa con agitadores apropiados, puede alcanzar un grosor de varios metros, en cuyo caso tiene que eliminarse manualmente.

Dicho esto, una cierta estabilidad en la estructura de la superficie es indudablemente deseable en plantas que se desulfuran a través de la adición de aire en el espacio del gas. En este caso, la superficie sirve como un área de colonización para las bacterias de desulfuración.

El tratamiento de la capa de lodo líquido flotante se convierte entonces en un problema de optimización que el operador de la planta generalmente resuelve manteniendo la capa en observación a través de la ventana de inspección. Hasta el momento no hay una tecnología de medición que monitoree la formación de capas de lodo líquido flotante.

5.1.11 Formación de espuma

La formación de espuma es consecuencia de una menor tensión en la superficie originada por sustancias activas en la superficie. La causa precisa en la formación de espuma en el proceso de formación de biogás no se conoce. Ocurre en condiciones sub-óptimas (por ejemplo, ensilaje podrido, o fenómenos de sobrecarga

en combinación con alta concentración de amonio). Es posible que la causa sea el enriquecimiento de productos intermedios activos en la superficie o de grupos de bacterias en el proceso, combinados con una vigorosa formación de gas.

La espuma puede ser un problema serio si las tuberías de gas se bloquean y la presión en el digestor fuerza la espuma hacia afuera de los dispositivos de alivio de la presión, por ejemplo. Los agentes de dispersión de la espuma son útiles como una solución rápida, pero a largo plazo se tiene que identificar la causa y eliminarla.

En términos de tecnología de medición, se puede detectar la formación de espuma por una combinación de varios dispositivos que miden el nivel de llenado. Un sensor de presión no responderá a la espuma, por ejemplo, mientras que los sensores de ultrasonido detectan la espuma como un cambio en la superficie. La diferencia entre los dos sistemas señala la profundidad de la espuma.

5.1.12 Evaluación del proceso

Se lleva a cabo la evaluación del proceso analizando e interpretando valores medidos. Como ya se ha dicho, el equilibrio de los flujos de masa es el método más confiable para describir el proceso. En la práctica, sin embargo, esto no es viable debido al costo y complejidad involucrados. Además, surgen varias particularidades en la práctica en relación con el registro de valores medidos, de tal manera que las diferencias entre el análisis de laboratorio y los sensores instalados en línea en el proceso se examinan brevemente a continuación. Todos los análisis de laboratorio requieren muestreo significativo luego de los cual se lleva las muestras a un laboratorio. Los análisis de este tipo consumen tiempo y son costos y hay que esperar los resultados. Los sensores que toman medidas directamente del proceso, por otro lado, dan mayor densidad de mediciones y los valores medidos están disponibles inmediatamente. El costo por valor medido es significativamente más bajo y los datos se pueden integrar fácilmente a la automatización del proceso.

Desafortunadamente, en este momento los valores medidos requeridos para el balance de masa no pueden medirse con sensores en línea, de manera que son indispensables los análisis suplementarios de laboratorio. La tabla a continuación resume las variables necesarias y su disponibilidad.

La monitorización constante de todas las variables listadas aquí es demasiado costosa y en muchas plantas es innecesaria. Tiene que encontrarse soluciones parcia-

Tabla 5.4: Variables medidas y su disponibilidad

Variables medidas para el balance de masas	Disponibles en línea
Composición del insumo	Determinación de TS durante el desarrollo; todos los demás parámetros por análisis de laboratorio
Productos intermedios (ácidos orgánicos)	Análisis de laboratorio necesario
Cantidad de producto	Disponibles en línea
Composición del residuo de la fermentación	Determinación de TS durante el desarrollo; todos los demás parámetros por análisis de laboratorio
Cantidad de gas generado	Disponibles en línea
Composición del biogás	Disponibles en línea

les para satisfacer los requisitos de cada planta específica. Los criterios para el control y la tecnología de medición requerida son:

- desviación permisible del proceso
- grado deseado de automatización
- propiedades del proceso

La detección temprana de los estados críticos del proceso (acumulación de ácidos, con inhibición posterior y producción reducida de gas) es un requisito mínimo para cada sistema de monitorización del proceso de modo que se pueda evitar graves caídas del desempeño. Además, una monitorización suficientemente exacta permitiría un control en bucle cerrado de la producción de gas: se debe asegurar la utilización de la capacidad de la unidad de CHP.

El grado de automatización requerido depende indudablemente del tamaño de la planta: cuanto más grande sea la planta, menos claros se hacen los distintos sub-procesos y la automatización se hace esencial. A medida que se incrementa el nivel de automatización, se logra un cierto grado de independencia del personal experto. Se puede implementar la monitorización remota y reducir así el error humano.

Con respecto a las propiedades del proceso, debe establecerse que el riesgo de sobrecargar el proceso es mayor en plantas que operan con una alta tasa de carga orgánica y/o tiempos de residencia cortos, que tienen altas concentraciones de sustancias inhibitorias o que usan mezclas cambiantes de sustrato. Esto debe ser contrarrestado por medio de una inversión apropiada en monitorización del proceso.

La Sección 5.3 proporciona un estimado del gasto requerido para la monitorización del proceso.

5.2 Monitorización y automatización de la planta

Se dispone de varias opciones para monitorizar, supervisar y controlar los procesos y las plantas. La gama de aplicaciones comúnmente utilizadas en la práctica se extiende desde los registros operativos hasta la adquisición de datos y sistemas de control completamente automatizados (Figura 5.2). Cuando hay que decidir qué grado de automatización debe plantearse, es necesario considerar el nivel de disponibilidad del sistema de control del proceso que uno desea lograr, en qué medida podría operar la planta independientemente del personal experto y cuáles propiedades del proceso exigen automatización.

Las opciones del control del proceso se incrementan mientras mayor es la automatización y la disponibilidad de la planta. En los sistemas altamente automatizados, el registro de datos y la operación permanente se aseguran, por lo tanto, en fines de semana y feriados públicos. Los niveles más altos de automatización también hacen que la operación de la planta dependa menos de la presencia constante de personal operativo. Respecto de las propiedades del proceso, debe decirse que el número de parámetros del proceso que requieren monitorización también se eleva a medida que crece el tamaño de las plantas. A partir de un determinado tamaño, la automatización del proceso es indispensable. El riesgo de graves perturbaciones se incrementa en plantas con una alta tasa de carga orgánica y en plantas con una tendencia hacia la escasez (por ejemplo, de oligoelementos) o con presencia de sustancias inhibitorias. Bajo estas circunstancias, el registro de datos y el control de procesos automatizados ofrecen la oportunidad de detectar y corregir a tiempo las perturbaciones en el proceso.

Todavía son comunes las soluciones muy simples como la de registrar los datos en registros operativos y el control manual o temporizado de los sub-procesos en las plantas pequeñas basadas en lodo líquido. Sin embargo, si los datos no se ingresan luego en forma electrónica, a menudo se hace imposible asegurar que se pueda evaluar los datos o documentarlos plenamente. Correspondientemente, la optimización de los procesos se hace más difícil.

Se dispone de varias soluciones de automatización dependiendo de los requisitos de la aplicación. El término 'automatización' cubre el control de bucle abierto, bucle cerrado (retroalimentación) y la visualización. El pre-requisito para la automatización es que el proceso sea monitorizado, es decir los datos dispo-

nibles del proceso deben registrarse y almacenarse continuamente.

En la mayoría de los casos, los controladores lógicos programables (PLC) se utilizan en las plantas de biogás para controlar el proceso. Estos dispositivos se ocupan de muchas tareas de automatización en el entorno del proceso. Para las plantas de biogás estas tareas incluyen todas las tareas de control que implican la necesidad de monitorizar asuntos puramente técnicos como los tiempos de funcionamiento de las bombas, los intervalos de carga, los intervalos de agitación, etc. pero también los procesos biológicos. Además, debe asegurarse que todas las variables medidas necesarias se registren (tales como los cambios de estado de los motores, el consumo de energía y las revoluciones por minuto, pero también los parámetros del proceso como los valores de pH, las temperaturas, las tasas de producción de gas, la composición del gas, etc.) y que se active el cambio correspondiente de actuadores como válvulas, motores del agitador y motores de las bombas. Para captar las mediciones de las variables, los valores registrados en el sensor se traducen en señales estándares que el PLC puede utilizar.

Los actuadores se conmutan por medio de relés. Las señales de activación pueden ser controladas simplemente por tiempos o se pueden definir como una respuesta a variables medidas entrantes. También es posible combinar estas opciones de activación. En términos de instrumentación y control, en todos los tipos de PLC se implementa controladores PID (proporcional-integral-derivado) estándares y en algunos casos simples controladores de lógica difusa. También se puede implementar manualmente otros algoritmos de control por programación dedicada.

Un PLC comprende un módulo central (CPU: unidad de procesamiento central) que contiene un micro-controlador como componente modular. Estos controladores varían en desempeño, dependiendo de la categoría de PLC. Las diferencias residen en la velocidad de procesamiento y la redundancia de las funciones. El rango se extiende desde los CPU relativamente pequeños, que son más baratos, hasta sistemas de alta disponibilidad con controladores de alto nivel y redundancia correspondiente.

Cuando se va a escoger un PLC, la característica de tiempo real es un factor importante. Al respecto, tiempo real significa que el sistema de automatización tiene que responder dentro de un periodo determinado por el proceso. Si este es el caso, el sistema de automatización tiene capacidad de tiempo real. Como el proceso del biogás no tiene requisitos de tiempo

real particularmente altos, los PLC de precio bajo a mediano son los preferidos para las plantas de biogás.

Además del CPU, los fabricantes ofrecen un gran número de módulos para hacer la interfaz con el CPU. Estos módulos incluyen módulos analógicos y digitales para el ingreso de datos desde los transmisores de señales y sondas de medición y para la salida hacia los diversos actuadores e instrumentos de indicación análogos. Para el sector del biogás, puede ser convenientes las conexiones especiales para los instrumentos de medición controlados vía interfaz RS-232.

Se dispone de diversos controladores de comunicación para la comunicación en bus.

5.2.1 Sistema en bus

En años recientes, las configuraciones distribuidas se han difundidas en el sector de la automatización, una tendencia posible gracias a la poderosa tecnología de comunicaciones. Los sistemas en bus son indispensables para el control de plantas distribuidas hoy en día. Llevan la comunicación entre usuarios de bus individuales. Los sistemas en bus permiten que todos los componentes de la planta trabajen en red entre sí.

Como en el caso de los PLC, se dispone de tipos de bus de diversos diseños. La forma apropiada de comunicación en bus depende del proceso y de sus requisitos de tiempo real y de las especificidades del ambiente (por ejemplo, posibilidad de explosiones). PROFIBUS-DP es un estándar establecido utilizado en muchas plantas. Permite enlazar estaciones a varios kilómetros de distancia. Muchos dispositivos soportan este estándar de comunicación en bus y las formas más avanzadas PROFINET y ETHERNET se están haciendo cada vez más comunes.

5.2.2 Planeamiento de la configuración

Otro componente de un PLC es el programa sobre el cual se basa el sistema de control del procesos. Este programa se implementa en la fase de planeamiento de la configuración en un entorno de desarrollo dedicado, el software de planeamiento de la configuración y se implementa en el PLC. Dependiendo de las necesidades del PLC, este programa de control del proceso puede contener desde simples tareas de control de bucle abierto hasta complicados mecanismos de control de retroalimentación. Se puede configurar modos automáticos y manuales para permitir la intervención manual.

Debe ser posible operar la planta manualmente en caso surjan estados en la planta que no se previó en el

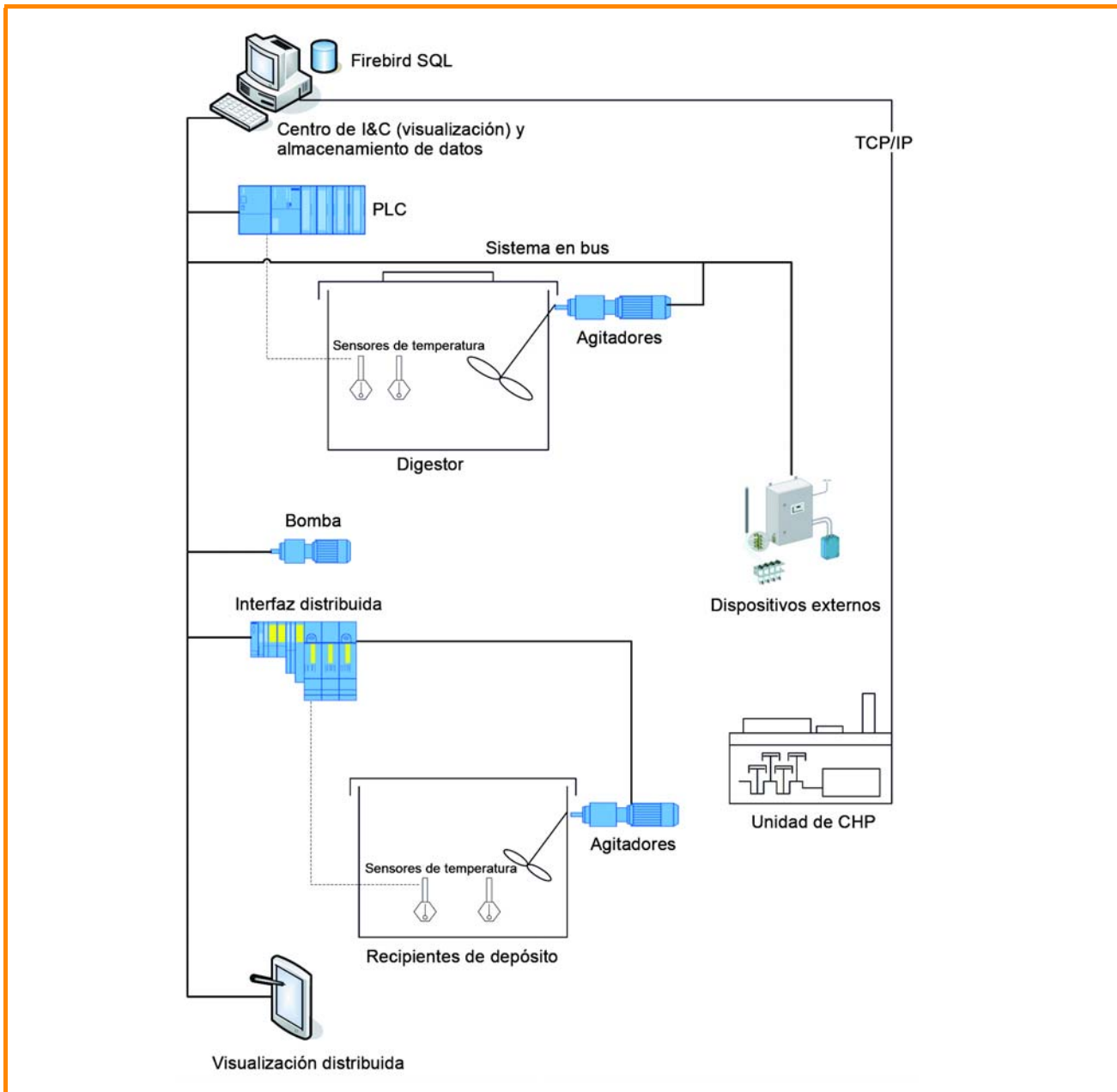


Figura 5.2: Representación esquemática de monitorización de la planta

programa del sistema de control. Este puede ser el caso en estados extremos del proceso o en la eventualidad de averías como desperfectos de las bombas, por ejemplo. Se debe tomar provisiones para el cierre automático de la planta en caso de averías o accidentes importantes. En dichos casos, toda la planta o la parte afectada de la planta se pone en modo operativo seguro por activando ciertos sensores o con un botón de parada de emergencia. De manera similar, se tiene que tomar medidas de precaución si el voltaje de suministro del sistema de control falla. Para resolver esta eventualidad, los fabricantes de controladores ofrecen suministros de energía ininterrumpido (UPS) para mantener el suministro de energía al controlador. Esto permite al

controlador realizar el cierre controlado de la planta asegurando así que la planta no entre en estado indefinido.

5.2.3 Aplicaciones/visualización

Para resolver esta eventualidad, los fabricantes de controladores ofrecen suministros de energía ininterrumpido (UPS) para mantener el suministro de energía al controlador. Se interconectan por medio de un sistema de bus y en conjunto forman el sistema de automatización. Las visualizaciones se utilizan prácticamente en todas las plantas y constituyen el estado más avanzado. Es común encontrar paneles disponibles en

diversas versiones que se usan para desplegar una pequeña sub-sección de una planta.

Por ejemplo, es concebible utilizar una solución de panel para la visualización local de la bomba de alimentación del sustrato. En el modo automático, todos los datos importantes (tales como la velocidad del motor, la temperatura del motor, la tasa de entrega, las fallas, etc.) se muestran localmente. Luego del cambio a la operación manual, se puede controlar la bomba manualmente. El desarrollo de la tecnología de paneles es permanente y ya se puede realizar tareas de visualización complejas que incluyen tareas de control utilizando paneles.

La solución de visualización 'clásica' es la visualización basada en PC. Esto va desde el despliegue de sub-procesos individuales hasta instrumentación sofisticada y centros de control. Un centro de I&C es una instalación donde toda la información viene a un lugar y el proceso o planta se controla por decisiones humanas.

Para permitir acceso a los datos de PLC usando aplicaciones de PC, se ha creado un estándar que rige la comunicación entre las aplicaciones de Windows y los PLC. El servidor OPC es una plataforma de comunicación estándar que puede utilizarse para establecer enlaces de comunicación no propietarios. Permite establecer una red flexible entre diferentes tipos de sistema de control y otras aplicaciones sin que las estaciones individuales requieran información precisa sobre las interfaces de sus asociados y sin que la aplicación requiera información sobre la red de comunicación del sistema de control. Esto hace que sea posible utilizar aplicaciones no propietarias como el software de adquisición de datos o una configuración de visualización adaptada especialmente.

5.2.4 Adquisición de datos

Para asegurar una adquisición de datos confiable en las aplicaciones técnicas de gran escala, es común utilizar bases de datos. Los fabricantes de PLC ofrecen sus propios sistemas de adquisición de datos, pero debe darse preferencia a soluciones no propietarias porque ofrecen opciones de acceso más flexibles.

Los datos que hay que almacenar pueden seleccionarse a partir de multiplicidad de datos recolectados. Esto permite evaluar la operación de la planta durante periodos prolongados. También es posible almacenar eventos como mensajes de falla.

En el contexto de este documento no se necesita una descripción detallada de la monitorización y control de aspectos puramente técnicos como niveles de

llenado, encendido de bombas, etc. La coordinación y el control de estos procesos son avanzados y normalmente no plantean problemas.

5.2.5 Control del proceso de retroalimentación

El propósito del control del proceso de retroalimentación es asegurar que se logre el objetivo del proceso. El controlador detecta desviaciones del estado deseado evaluando los datos medidos e toma las medidas necesarias para que la planta regrese al estado deseado.

En contraste con el control de bucles abiertos, en un sistema de control de retroalimentación, se incorpora la reacción del proceso a la operación de los controles. Los sistemas de control exclusivamente de bucle abierto no convienen para procesos de degradación anaeróbica porque si hay perturbaciones imprevistas el mecanismo de control no registra los cambios en el proceso y, por lo tanto, es incapaz de iniciar una respuesta apropiada. Cada tipo de control de proceso, incluso cuando lo realiza el operador, requiere mediciones previas que permitan describir el estado del proceso hasta un grado de exactitud adecuado. Si no fuera así, no se detectarían a tiempo las perturbaciones del proceso y se podrían producir graves caídas de desempeño cuando ocurren las interrupciones.

En situaciones prácticas en las plantas de biogás, el operador de la planta realiza el control del proceso en relación con el proceso biológico. El operador compara los valores medidos disponibles con valores empíricos y objetivos de desempeño para llegar a una evaluación del estado del proceso. La eficacia de este enfoque depende mucho de la disponibilidad y nivel de conocimiento del personal operativo.

Si se planea monitorizar el proceso y un sistema de control automatizado, se requiere más medición de valores medidos y evaluación porque no hay un operador de planta que tome decisiones y, por lo tanto, sólo se puede utilizar la información del proceso disponible en formato electrónico para controlar la planta.

Los sistemas de control automático para biología no son los más avanzados en las aplicaciones técnicas a gran escala. A medida que la operación de una planta sea más industrial, sin embargo, y dado el objetivo de elevar el rendimiento, se utilizarán más en el futuro estos sistemas de control automático. A continuación se presentan algunas de las opciones, sin en-

Tabla 5.5: Métodos de control de retroalimentación

Métodos de control	Aplicación	Comentarios
Controlador PID (proporcional - integral - derivado)	Para cuando se dispone de pocos datos, no se dispone de un modelo y se sabe poco del comportamiento del sistema controlado.	Buenos resultados, limitados a estrategias simples de insumo/producto y a comportamiento lineal
Modelos físicos orientados al proceso	Se requiere conocer los flujos de procesos internos.	Se requiere determinar con precisión los parámetros para los cuales son esenciales los datos medidos; conviene para comportamiento no lineal.
Redes neurales	Para cuando no se dispone de un modelo de simulación; no se necesita entender el proceso pero si grandes cantidades de datos.	Muy buenos resultados pero se requiere cuidado con el tipo de aprendizaje. El controlador es siempre una caja negra.
Lógica difusa	Se requiere pocos datos, y conocimiento experto si no se cuenta con un modelo de simulación.	Se puede utilizar si existen no linealidades en el proceso y en escenarios de insumo/producto múltiples; se puede integrar el conocimiento experto, manejo simple.

trar en gran detalle. Para tener más detalle hay que referirse a la literatura especializada relevante.

5.2.5.1 Métodos estándar de control de retroalimentación

Varios métodos resultan convenientes para control el proceso de digestión anaeróbica. Los aspectos problemáticos del control del proceso son la naturaleza no lineal del proceso y la complejidad de los procesos involucrados.

Controlador PID

El principio del controlador proporcional-integral-derivado (PID) es el algoritmo que más se emplea en las aplicaciones industriales de control por retroalimentación. Combina tres mecanismos de control. El elemento proporcional representa el factor que determina la amplitud del cambio en la variable manipulada. La variable manipulada se modifica en proporción al desvío del proceso respecto del estado deseado. El factor utilizado es el factor de proporcionalidad. Se puede añadir un componente de integral a este controlador proporcional. Este componente es necesario si ocurre una desviación cuando hay un cambio duradero en el sistema y no se puede compensar la desviación mediante el factor de proporcionalidad. Este problema se resolvió con la ayuda de un elemento que es proporcional a la integral de la desviación. El elemento derivado es proporcional al incremento en la desviación y permite responder rápidamente a grandes desviaciones.

Un controlador PID presenta un comportamiento lineal, no dinámico. No es posible identificar las correlaciones entre diferentes variables medidas.

$$u = u_0 + k_p e + k_i \int e dt + k_d \frac{de}{dt}$$

Ecuación 5.4: Controlador PID (u producto del controlador, u_0 producto básico del controlador, e desviación del proceso, k_p factor de proporcionalidad, k_i factor del elemento integral, k_d factor del elemento derivado)

Los controladores PID se usan ampliamente y también son convenientes para muchas aplicaciones en plantas de biogás. Se pueden utilizar para corregir el contenido de oxígeno en el biogás necesario para la desulfuración, por ejemplo, o para controlar la temperatura del digestor. En ciertas circunstancias, este simple algoritmo también puede utilizarse para controlar el proceso del biogás [5-35], [5-37].

En principio, los sistemas de control de la retroalimentación pueden implementarse junto con cualquier de los métodos descritos anteriormente. Esto se ha probado a escala de laboratorio. Los sistemas de control que se han desarrollado sobre la base de modelos físicos orientados al proceso, de sistemas basado en conocimiento o redes neurales, sin embargo, hasta la fecha rara vez se han usado en operaciones prácticas.

5.2.5.2 Otros enfoques

Muchos fabricantes de plantas también ofrecen servicios de asesoría y paquetes de servicios de análisis para soportar las operaciones, dirigidos a optimizar el proceso biológico. Hay compañías independientes que ofrecen también dichos servicios y realizan trabajos de consultoría, aparte de dar servicios de emergen-

cia. Otra opción es el análisis de procesos directos sobre la base de la dinámica del proceso ('comunicación con el proceso'). En este caso, el desempeño del proceso se evalúa sobre la base de la respuesta dinámica del proceso a una 'falla'.

Existen también varios foros de Internet donde los operadores intercambian experiencias sobre los problemas que encuentran. Algunas organizaciones ofrecen cursos de capacitación para los operadores y el personal de planta.

5.3 Control del proceso en el arranque y en la operación estándar

5.3.1 Operación estándar

A continuación se proporciona una breve explicación de qué parámetros del proceso se necesita para evaluar el aspecto de biología del proceso. Se distingue entre dos diferentes escenarios de plantas porque la configuración depende del tipo de planta y del modo de operación. Para la adquisición de datos, inicialmente es irrelevante si se hace en línea o manualmente. Lo importante es que los datos se pre-procesan para hacer un buen análisis.

Escenario 1: planta normal, basada en lodo líquido, tasa de carga orgánica baja (menos de $2 \text{ kg VS/m}^3 \cdot \text{d}$), no hay sustancias inhibitorias, las concentraciones de ácidos en la operación normal son menores a 2 g/l .

Escenario 2: plantas con alta tasa de carga orgánica, composición y calidad del sustrato variadas, posiblemente sustancias inhibitorias (por ejemplo, amoníaco por encima de 3 g/l), concentraciones de ácidos en operación normal por encima de 2 g/l , y cuando se hace cambios al régimen de carga.

Las plantas que experimentan perturbaciones, es decir con parámetros de proceso cambiantes, deben muestrearse con una densidad de medición por lo menos como la del escenario 2. Los estados de procesos dinámicos siempre implican el riesgo de desviaciones del proceso fuera del rango dentro del cual es posible la auto-estabilización. En consecuencia, los cambios del régimen operativo, cambios de sustratos, incrementos en cantidades de insumos, etc. deberían siempre ir acompañados por significativamente más mediciones.

Si se sabe que el proceso puede estar expuesto a sustancias potencialmente inhibitorias (por ejemplo, amoníaco), debido a la naturaleza de las condiciones de operación, se debe monitorizar también estas sustancias. Esto permitirá identificar más rápidamente la causa de las perturbaciones.

Si el equilibrio del proceso lleva a una menor degradación, el siguiente paso debe ser el análisis de la causa. Las causas de interrupciones y perturbaciones y cómo corregirlas se tratan en la Sección 5.4.1. Los datos deben adquirirse o pre-procesarse electrónicamente para facilitar la identificación de tendencias a largo plazo y las correlaciones.

En la mayoría de plantas, la evaluación del proceso se basa en la experiencia del operador de la planta. Se puede realizar la evaluación con una mayor precisión y más objetivamente con ayuda de un monitor del proceso. Los monitores del proceso evalúan los datos sobre la base de modelos matemáticos. Especialmente cuando ocurren cambios dinámicos en el proceso, como los cambios de sustrato o del volumen de alimentación, no es posible evaluar la parte transitoria del proceso sin contar con un modelo. Esto se aplica igualmente al proceso para calcular los volúmenes de alimentación a futuro.

Al construir la evaluación de procesos, sólo los sistemas de control basados en modelos son capaces de pronosticar las tendencias de los procesos. Si los valores medidos no se integran en un modelo, proporcionan más bien una instantánea estática y, por lo tanto, no son convenientes para el control dinámico.

Como regla general en la operación de la planta, el régimen de alimentación debería cambiarse solamente si fuera necesario, de tal manera que se pueda comprender los efectos. Esto significa que sólo se debe ajustar un parámetro a la vez y se debe mantener todos los demás constantes. Si no es así, ya no se puede asignar los efectos a las causas y se hace imposible la optimización del proceso.

En la operación normal, se debe evitar la mono-fermentación y se debe dar preferencia a utilizar una composición de sustrato diversa pero que siga siendo tan constante como sea posible a lo largo del tiempo. Para optimizar, tiene sentido cambiar la proporción de la mezcla de manera que se obtenga una proporción óptima entre la tasa de carga orgánica y el tiempo de residencia.

El proceso biológico es más eficaz en condiciones constantes. La fijación de volúmenes de alimentación constantes y una composición consistente del sustrato con alto grado de exactitud es entonces un paso importante hacia la optimización del proceso.

5.3.2 Arranque

Los procesos de arranque difieren de la operación normal porque el sistema todavía no ha alcanzado el estado estable. Los procesos que ocurren están sujetos

Tabla 5.6: Programa de medición para plantas de biogás para la monitorización del proceso biológico (operación normal)

Cantidades requeridas para la evaluación del proceso	Unidades	Escenario de planta 1	Escenario de planta 2
Cantidad de insumo	m ³	diariamente	diariamente
Composición del insumo	kg DM/m ³ ; kg VS/m ³	mensualmente	semanalmente
Temperatura	°C	diariamente	diariamente
Productos intermedios (ácidos orgánicos)	g/l	mensualmente	semanalmente
Cantidad de producto	m ³	diariamente	diariamente
Composición del residuo de fermentación	kg DM/m ³ ; kg VS/m ³	mensualmente	semanalmente
Cantidad de gas generado	m ³	diariamente	diariamente
Composición del biogás	Vol. % metano, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, opcionalmente oxígeno	diariamente	diariamente
Valor pH	-lg H ₃ O ⁺	mensualmente	semanalmente
Mediciones adicionales			
Concentración de amonio, nitrógeno total	g/l g/kg	mensualmente	semanalmente
Oligoelementos	g/l	según se requiera	según se requiera
Producción específica de gas	l/kg VS	mensualmente	semanalmente
Tasa de carga orgánica	kg VS/m ³ · d	mensualmente	semanalmente
Tiempo residencia	d	mensualmente	semanalmente
Tasa de producción específica de gas	m ³ /m ³ · d	mensualmente	semanalmente

a cambios constantes en los parámetros del proceso. Para poder administrar el proceso de manera segura con carga completa en este estado, se requiere mayores mediciones que en la operación normal porque el proceso es inestable y podría colapsar mucho más rápidamente.

Durante el arranque se debe cargar los digestores en un tiempo tan corto como sea posible hasta que todos las entradas y salidas (sellos líquidos) se sellen con líquidos. Durante la operación de arranque, se debe prestar atención especial al hecho de que pueden formarse mezclas de gas explosivo en el espacio de gas del digestor. Por lo tanto, la carga debe proceder rápidamente. Si no se dispone de suficiente material semilla (inóculo) para la operación de arranque, se debe diluir el material semilla con agua para reducir el tamaño del espacio de gas. Se debe sumergir los agitadores cuando están en operación durante la fase de arranque para evitar las chispas.

Luego del llenado se debe llevar el contenido del tanque a una temperatura constante, después de lo cual se puede comenzar la carga del sustrato.

Cuando la planta se arranca por primera vez, se puede acortar la fase de arranque añadiendo una cantidad suficiente de bacterias del proceso de degradación como material semilla. Cuanto mayor sea la cantidad de material semilla añadido, más corta será fase de asentamiento de la planta. En una situación ideal, por lo tanto, el digestor de arranque debería llenarse completamente con residuo de fermentación de otra planta. Dependiendo de la disponibilidad, también es posible utilizar una mezcla de residuos de fermentación de varias plantas, además del lodo líquido y agua. Cuando se añade agua, debe recordarse que la capacidad de taponamiento original del sistema se reduce a medida que se incrementa la dilución. En consecuencia, si la tasa de carga se incrementa demasiado rápidamente, el proceso puede fácilmente hacerse inestable y, por lo tanto, se aumenta significativamente el riesgo de colapso del proceso en el digestor.

El uso de lodo líquido siempre favorece el arranque. Esto se debe a que el lodo líquido generalmente contiene una gran cantidad de oligoelementos así como múltiples poblaciones bacterianas diferentes. En particular, el lodo líquido de ganado contiene sufi-

cientes arqueas metanogénicas para que el proceso se estabilice rápidamente por sí mismo. Por otro lado, el lodo líquido de cerdo no es tan rico en microorganismos metanogénicos, pero en principio es utilizable.

Luego de que se alcanza una temperatura estable, es mejor esperar hasta que el pH se estabilice en el rango neutro, el contenido de metano en el biogás generado sea mayor de 50 % y la concentración de ácidos grasos de cadena corta esté por debajo de 2.000 mg/l. Luego se puede comenzar la carga. La carga debe incrementarse sucesivamente, en etapas, hasta que se alcance la carga completa. Luego de cada incremento es mejor esperar hasta que los parámetros relevantes del proceso, es decir la tasa de producción de gas, el contenido de metano, el valor de VOA/TAC o la concentración de ácidos y el valor de pH, se hayan estabilizado. Llegados a este punto se puede iniciar otro incremento de la tasa de carga orgánica. El valor de VOA/TAC es de importancia limitada, pero para la operación de arranque es conveniente utilizarlo como un parámetro de monitorización para evaluar la estabilidad del proceso ya que se puede registrar muy fácilmente y de manera económica a una alta densidad. Para obtener información confiable sobre la estabilidad del proceso, el espectro de ácidos también debe analizarse de tiempo en tiempo para identificar el tipo de ácidos presentes.

Normalmente, un incremento en la tasa de carga se sigue de una elevación corta del valor de VOA/TAC. En ciertas circunstancias la producción de gas incluso disminuye ligeramente. La claridad de este efecto varía, dependiendo del nivel del incremento. Si la tasa de carga sigue siendo la misma, se debe estabilizar el valor de VOA/TAC nuevamente y la producción de gas debe estabilizarse a un nivel apropiado para el insumo. Sólo entonces se incrementará aún más la tasa de carga. Si la producción de gas cae por un cierto periodo mientras que la carga permanece constante y el valor de VOA/TAC es mayor, ya ha ocurrido una perturbación del proceso. En este caso, no se debe incrementar más la carga y si es apropiado el volumen del insumo debería incluso reducirse, dependiendo de cómo se desarrolla el valor de VOA/TAC.

Para resumir, se puede afirmar que los siguientes factores tienen un impacto claramente positivo en las operaciones de arranque:

- Uso de lodo líquido fresco de ganado o lodo semilla activo de plantas de biogás que están operando bien.
- Un programa de mediciones denso y bien afinado para los parámetros biológicos (Ver Tabla 5.6)

- Continuidad en la alimentación del sustrato y su calidad.
- Operación de la planta libre de problemas.

Incluso cuando se logra la carga completa, esto no significa que se haya establecido un estado estable. Este estado se alcanza solamente luego de un periodo que corresponde aproximadamente a tres veces el tiempo de residencia.

Se tiene que tomar medidas especiales si se prevé altas concentraciones de amoníaco. En ese caso, el proceso puede requerir largas fases de adaptación que pueden durar desde varios meses hasta un año. Este puede ser un factor muy importante, por ejemplo, cuando se planifica el financiamiento de la planta. En tales casos, siempre es aconsejable utilizar el residuo de fermentación a partir de una planta que ya utilice un sustrato similar. Se debe ponderar el establecimiento de la concentración objetivo final de amonio tan rápido como sea posible de tal manera que las bacterias puedan adaptarse al estado final inmediatamente, porque de otro modo se necesitará otra adaptación cada vez que se eleva la concentración. Se puede alcanzar rápidamente la concentración final cargando la mezcla deseada de sustrato de la etapa final desde el inicio mismo.

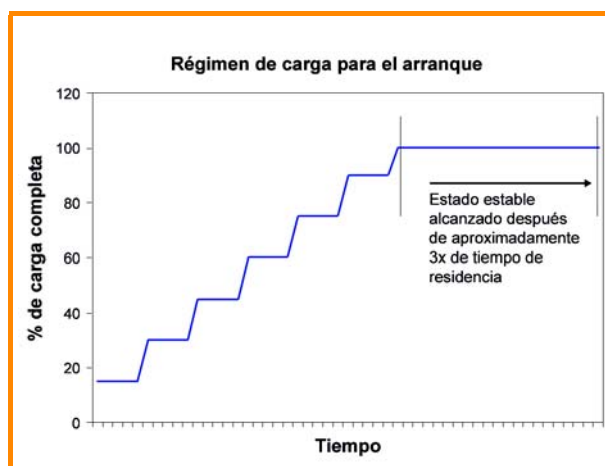


Figura 5.3: Régimen de carga para el arranque

En plantas que se manejan por completo en base a cosechas energéticas y que se arrancan con lodo líquido no tiende a producirse escasez de oligoelementos por 6 a 12 meses. Por lo tanto, estas plantas en particular deben observarse con cuidado incluso luego de un proceso de arranque con éxito.

Cualquiera que sea el caso, entonces, es necesario más monitorización del proceso durante el primer año de operación.

Es aconsejable utilizar material completamente fermentado de plantas existentes para el proceso de arranque en las plantas de fermentación seca con digestores de tipo garaje que se operarán usando cosechas energéticas o material provenientes del paisaje. El lodo líquido no es conveniente para arrancar la fermentación seca porque puede causar bloqueo en las boquillas de percolado de los digestores de tipo lote debido a la presencia de materia sólida suspendida. En vez de eso, debería arrancarse con agua limpia como líquido de percolación y digestores de tipo lote llenos, preferentemente con material completamente fermentado.

La operación de arranque para una planta de biogás con tres digestores, cada uno con un volumen de trabajo de 4.000 m³, se describe a continuación por medio de un ejemplo. Se elucida distintas estrategias de arranque. Cada una de ellas lleva a la operación normal de la planta.

Digestor 1	Mezcla de digestato proveniente de dos plantas (20% de cada una), lodo líquido de ganado (10%), agua (50%), contenido de sólidos totales aproximados de 1,5% FM. El llenado y la estabilización de temperaturas tomaron alrededor de 25 días.
Digestor 2	Mezcla de digestato de 3 plantas diferentes (aproximadamente 44%), lodo líquido de ganado (6%), digestato del digestor 1 (50%).
Digestor 3	Llenado completamente con digestato de los digestores 1 y 2.

Digestor 1: Luego de que se alcanzó la temperatura de operación de 37 °C, se comenzó la dosificación de materia sólida. Sólo se utilizó ensilaje de maíz como sustrato.

En la estrategia de arranque elegida en este ejemplo, se añadió primero que nada cantidades relativamente grandes de sustrato en lotes, con tiempos de espera entre los lotes que dependían del nivel de producción de gas. Se eligió tasas de carga orgánica altas desde el principio y el tiempo entre los picos de sustrato se acortó cada vez más. La ventaja de esta estrategia de arranque es que, en general, se puede lograr más rápidamente una operación con cargas completas que con incrementos continuos en pequeños pasos. Los parámetros para decidir cuándo incrementar la carga fueron el desarrollo del cociente de VOA/TAC y observando simultáneamente el desarrollo de las concentraciones de ácidos grasos y de producción de gas del digestor.

La tasa de carga orgánica y el valor de VOA/TAC durante la operación de arranque en el digestor 1 se grafican en la Figura 5.4. Es claro que el incremento en pico en las cargas llevó a perturbaciones considerables del proceso. Se puede ver una duplicación de los valores VOA/TAC incluso luego de los primeros picos de carga relativamente pequeños. La razón de las agudas fluctuaciones es la proporción muy alta de agua en el sistema y la baja capacidad de taponamiento asociada. Esto último lleva a la observación de que el valor de pH reacciona muy rápidamente a cada adición de sustrato. Normalmente, el valor de pH es un parámetro que reacciona muy lentamente. En la operación práctica, casi no se puede detectar ningún cambio. Debido a las inestabilidades que ocurrieron, se cambió la estrategia de arranque por una adición continua de sustrato a partir del día 32. Gracias a una elevación lenta pero estable en las cantidades del insumo, se mostró que era posible incrementar la tasa de carga orgánica a un promedio de 2,6 kg VS/(m³ · d) alrededor del día 110. La estrategia de arranque de carga en picos puede llevar a que se alcance la carga de operación más rápidamente en las condiciones correctas como son alta actividad de lodo semilla y monitorización intensiva del proceso. En el ejemplo mostrado, se ha probado que esta estrategia es inapropiada debido a la baja capacidad de taponamiento resultante del alto contenido de agua.

El digestor 2 se llenó de manera concurrente con la operación de arranque del primer digestor.

La operación de arranque del digestor 2 se muestra en la Figura 5.5. Alrededor del día 50, la tasa de carga orgánica se había elevado hasta 2,1 kg VS/(m³ · d), con una tendencia ascendente de los valores de VOA/TAC. A pesar del valor creciente de VOA/TAC, se comprobó que era posible manejar el digestor hasta la carga completa rápidamente y de manera controlada.

Un gráfico que ilustra la operación de arranque del digestor 3 se muestra en la Figura 5.6. En este caso, se probó que era posible incrementar la tasa de carga orgánica a 2,1 kg VS/(m³ · d), en 30 días, con valores constantes de VOA/TAC. El uso del residuo de fermentación para el primer llenado permite un aumento rápido hasta el nivel de carga completa. Los valores de VOA/TAC más altos ya estaban presentes en el residuo de fermentación.

Las primeras cargas diferentes tienen impactos importantes en la estabilidad del proceso y la tasa de elevación hasta la carga completa. Aparentemente mientras mayor sea la producción de residuos de fermentación y mejor se adapten los microorganismos a las propiedades del sustrato, más rápidamente se

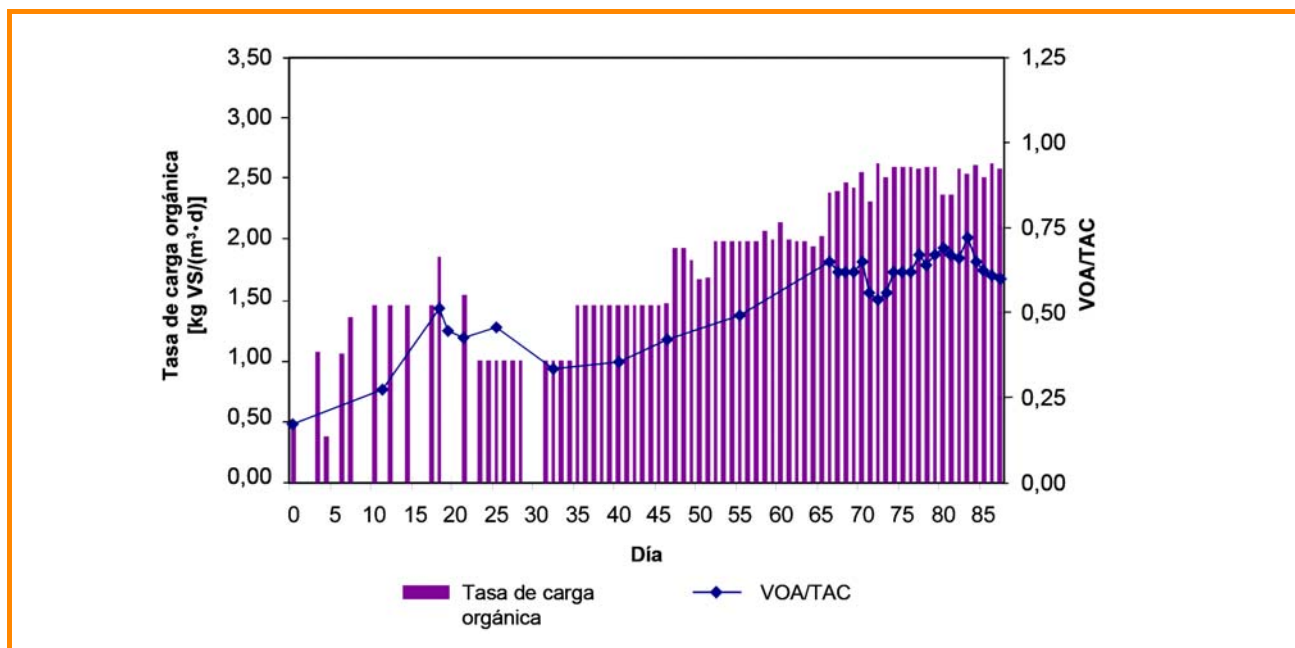


Figura 5.4: Progreso de la fase de arranque, digestor 1

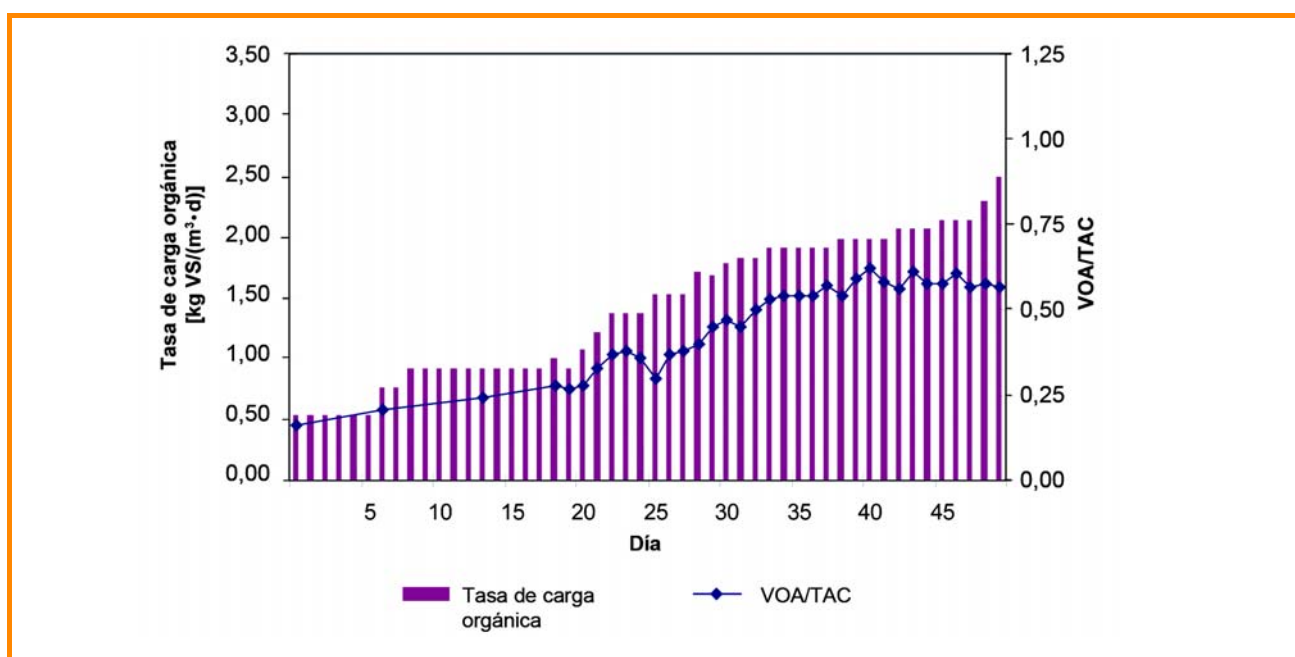


Figura 5.5: Progreso de la fase de arranque, digestor 2

podrá arrancar el digestor y más estable será el proceso.

A continuación se presenta una descripción de un curso de eventos típico que lleva a la inhibición debido a una deficiencia de oligoelementos. Luego de un arranque exitoso, se operó la planta en condición estable entre el día 60 y el día 120. Sin embargo, a medida que la operación continúa, el material semilla (residuos de fermentación y lodo líquido) se lixivía hacia afuera del material y se llega a concentraciones que

corresponden a las del sustrato (ensilaje de maíz). En este caso, el sustrato no contiene suficientes oligoelementos. Esto crea una deficiencia que se manifiesta en la inhibición de la metanogénesis. Como consecuencia de esta inhibición, los ácidos que se forman ya no pueden degradarse y los valores de VOA/TAC se elevan durante la operación estable, luego de alrededor de 120 días de operación y, posteriormente, a pesar de una reducción en la tasa de carga orgánica (ver Figura 5.7). Las causas y posibles medidas para con-

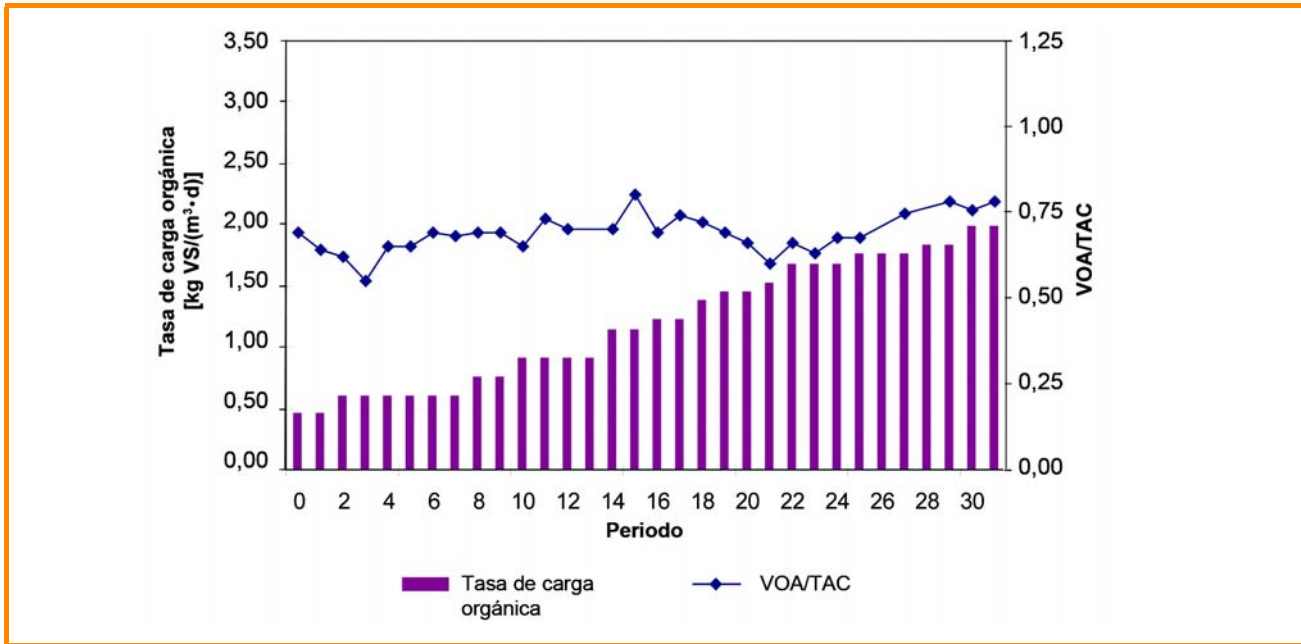


Figura 5.6: Progreso de la fase de arranque, digestor 3

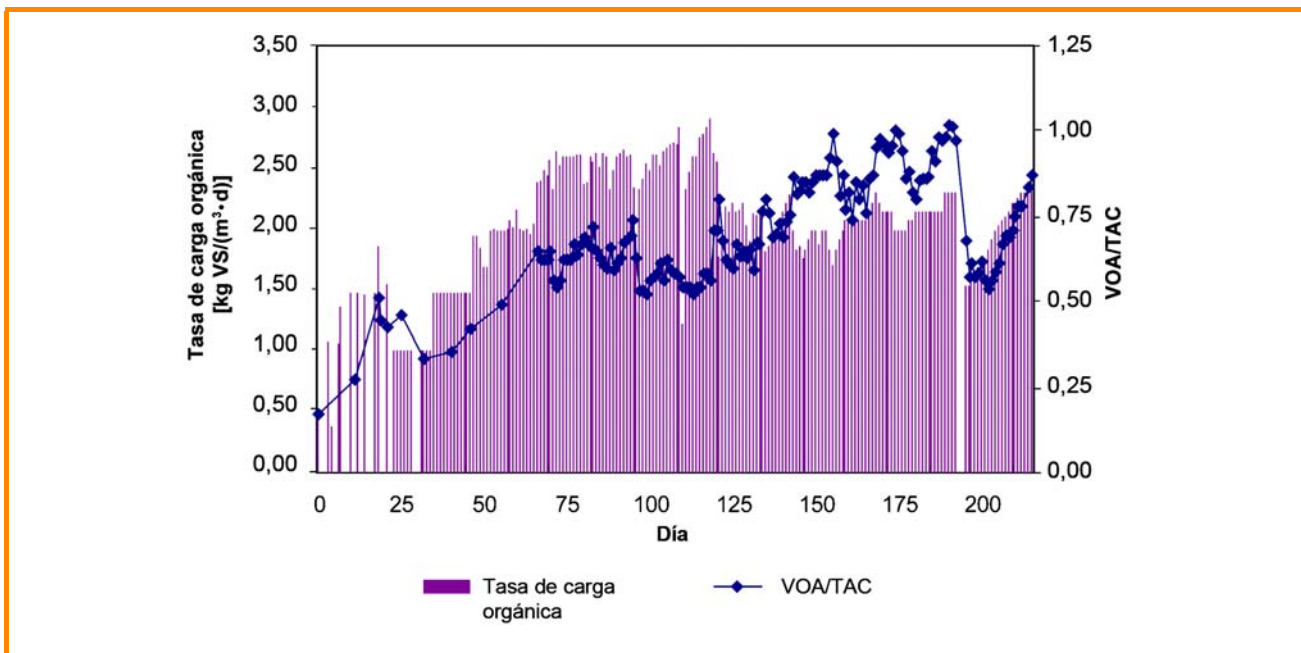


Figura 5.7: Progreso de la fase de arranque del digestor 1 con una deficiencia de oligoelementos.

trarrestarlas se describen en más detalle en la Sección 5.4.2. Si no se hace ninguna intervención durante esta fase, el colapso del proceso en el digestor es inevitable. Se debe indicar nuevamente que la característica particular de esta perturbación del proceso es que no ocurre hasta luego de varios meses en operación, dependiendo del material semilla y de la manera en que se maneja el sistema.

5.4 Manejo de la perturbación

5.4.1 Causas de las perturbaciones del proceso

El término perturbación del proceso se refiere a ocurrencia en las que la digestión anaeróbica en la planta de biogás es afectada negativamente y, por lo tanto, no se desarrolla a su nivel óptimo. El resultado es que los sustratos no se descomponen suficientemente. Inde-

pendientemente de su extensión, las perturbaciones del proceso siempre tienen, en consecuencia, un efecto negativo en la eficiencia económica de la planta de biogás. Por lo tanto, se debe detectar las perturbaciones del proceso y corregirlas en la medida de lo posible.

Ocurren perturbaciones del proceso cuando las condiciones ambientales para las bacterias o los grupos de bacterias están por debajo del óptimo. La velocidad a la que aparece la perturbación al proceso varía dependiendo de cuán fuerte sea la influencia y el periodo en que han desmejorado las condiciones. En la mayoría de los casos, las perturbaciones del proceso se manifiestan en una elevación continua de las concentraciones de ácidos grasos. Esto ocurre independientemente de la causa, que es la respuesta más sensible de las bacterias acetogénicas y metanogénicas a cambios en el medio ambiente que los otros grupos bacterianos. Sin intervención, el curso normal de una perturbación al proceso es el siguiente:

- Elevación en las concentraciones de ácidos grasos: inicialmente ácido acético y propiónico, y si persiste la carga del proceso, también ácido i-butírico y ácido i-valérico.
- Elevación continua en la monitorización de VOA/TAC (en paralelo con la elevación de ácidos grasos)
- Reducción en el contenido de metano
- Reducción en el rendimiento de gas a pesar de la alimentación constante
- Descensos del valor de pH, acidificación del proceso
- Colapso completo de la producción de gas.

A continuación se describen las causas posibles de las perturbaciones del proceso, tales como deficiencias de oligoelementos, fluctuaciones en la temperatura, sustancias inhibitorias (amoníaco, desinfectantes, sulfuro de hidrógeno), errores en la alimentación o sobre-carga del proceso. Para que la operación de la planta tenga éxito, es muy importante detectar las perturbaciones del proceso tan pronto como sea posible (confrontar Sección 5.1). Ésta es la única manera de identificar y de eliminar las causas al tiempo, minimizando así el perjuicio económico.

Los problemas relativos a la deficiencia de oligoelementos y a la inhibición del amoníaco se trataron en las Secciones 5.1.8 y 5.1.9.

En la operación de plantas de biogás en la práctica puede haber una serie de causas de la caída de la temperatura del proceso. Calentar el digestor es de importancia crucial en temperaturas moderadas como las que se encontraron en Alemania, y si el calentamiento falla, la temperatura de fermentación puede caer va-

rios grados relativamente rápido. En dichos casos, no es el sistema de calentamiento el que ha necesariamente fallado tal como se ilustra en el escenario siguiente.

Si la unidad de CHP deja de funcionar, luego de un cierto tiempo se dispone del calor residual necesario para calentar el digestor. La caída de la temperatura mide la actividad de las bacterias metanogénicas, ya que éstas sólo sobreviven dentro de una ventana de temperatura estrecha [5-1]. Las bacterias que participan en la hidrólisis y en la acidogénesis son menos especializadas en este respecto e inicialmente pueden sobrevivir las caídas de temperatura. Sin embargo, la consecuencia es que los ácidos en el digestor se concentran más, especialmente si no se ralentiza la alimentación del sustrato o no se detiene a tiempo.

En tal caso, además de la inhibición de la temperatura, hay también una caída en el valor de pH con acidificación de los contenidos del digestor.

No obstante, la adición de grandes cantidades de sustrato no calentado o un calentamiento inadecuado del digestor como resultado de la falla de los sensores de temperatura, por ejemplo, también puede causar una caída de la temperatura del digestor. No es la temperatura absoluta la que es crucial para un proceso estable, sino mantener un nivel constante de temperatura. Si ocurre un cambio en la temperatura (hacia arriba o hacia abajo) dentro de un periodo corto, se puede esperar generalmente que haya un efecto adverso en la degradación. Por lo tanto, es sumamente importante verificar regularmente la temperatura de fermentación para asegurar la operación exitosa de la planta.

Como ya se explicó en la Sección 5.1.3, la temperatura del proceso puede elevarse cuando se usa ciertos sustratos. Luego, la temperatura pasa del rango mesofílico al rango termofílico, sin que sea necesario utilizar energía de calentamiento adicional. Si no se maneja apropiadamente la operación de la planta, en el peor de los casos el proceso puede detenerse por completo en la transición desde el rango de temperatura mesofílica a termofílica.

Las condiciones de operación de una planta de biogás deben mantenerse tan constantes como sea posible. Esto se aplica a las condiciones ambientales en el reactor tanto como a la naturaleza y medición de los sustratos. Los siguientes son errores en la adición de sustrato:

- se añade demasiado sustrato en un largo periodo
- se añade el sustrato demasiado irregularmente
- se hace un cambio rápido entre sustratos de composiciones que difieren

- se añade demasiado sustrato luego de un corte en la alimentación (por ejemplo, debido a fallas técnicas). La mayoría de errores relativos a la adicción de sustrato se cometen durante la operación de arranque y cuando se cambia el sustrato durante la operación normal. Por esta razón, el proceso debe mantenerse bajo observación particularmente cuidadosa en estas fases. También es aconsejable intensificar el análisis durante el proceso. Con algunos sustratos, también hay variaciones considerables en la composición de un lote al siguiente, lo cual causa fluctuaciones indeseables de la tasa de carga orgánica.

5.4.2 Perturbaciones del proceso de manejo

Tal como se mencionó previamente, se puede corregir de manera duradera una perturbación al proceso sólo si se ha identificado y eliminado la causa. Se debe tener en cuenta que existen algunas medidas de ingeniería de control que pueden tomarse para aliviar la situación, al menos temporalmente. Las secciones siguientes describen primero que nada medidas fundamentales dirigidas a la estabilización del proceso y los efectos que ellas tienen. El éxito de estas medidas generalmente depende del grado de perturbación que afecta al proceso, es decir, la medida en que los microorganismos ya han sido afectados adversamente. Además, se debe observar el proceso muy cuidadosamente mientras se implementan las medidas y durante la fase posterior de recuperación. Así se puede reconocer el éxito o el fracaso de la acción rápidamente y se puede tomar medidas adicionales según sea necesario. Luego se describe las posibles formas de eliminar las perturbaciones del proceso de acuerdo con las causas señaladas en la sección precedente.

5.4.2.1 Medidas para estabilizar el proceso

Reducción del volumen de insumo

La reducción del volumen de insumo (sin cambiar la composición del sustrato) disminuye la tasa de carga orgánica. Esto alivia eficazmente la tensión del proceso. Dependiendo de la medida en la que se reduzca la adicción del sustrato, el contenido de metano del biogás se elevará luego de manera notoria. Esto es una indicación de la degradación de los ácidos grasos que se han acumulado hasta ese punto, aunque el ácido acético se degrada muy rápidamente y el ácido propiónico muy lentamente. Si las concentraciones de ácido propiónico son excesivamente altas, es posible que estas sustancias ya no se dividan. En ese caso, se

tiene que tomar otros pasos para aliviar la tensión sobre el proceso.

Si la producción permanece constante luego de que se ha reducido el volumen de insumo, esto es una indicación de que el digestor está siendo sobre-alimentado en gran medida. Las concentraciones de ácidos grasos deben verificarse y se debe observar una reducción en la producción de gas antes de incrementar ligeramente de nuevo los volúmenes de insumo.

Re-circulación del material

Re-circulación significa retornar material al digestor desde un receptáculo corriente abajo (por ejemplo, digestor secundario o tanque de almacenamiento de digestato). Los beneficios de la re-circulación, si es factible en términos de ingeniería de procesos, son esencialmente dos. En primer lugar, ocurre una dilución, lo cual significa que la 'concentración de contaminantes' en el digestor se reduce, dependiendo de por cuánto tiempo se mantenga la re-circulación. Además, se retornan las bacterias 'en ayuno' al digestor y nuevamente pueden desempeñar un papel eficaz en la degradación.

Este enfoque se recomienda principalmente para plantas con múltiples etapas. En las plantas de etapa única, se debe usar este método sólo si se dispone de tanques de digestato a prueba de fugas de gas e incluso así, sólo en emergencias. En un sistema con re-circulación del material, se debe prestar atención a la temperatura del material re-circulado y si es necesario se debe asegurarse una temperatura constante en el digestor por calentamiento adicional.

Cambio de la composición del insumo

El cambio de la composición del insumo puede estabilizar el proceso de varias maneras. En primer lugar, el cambio de la mezcla puede reducir la tasa de carga orgánica reemplazando / omitiendo los elementos ricos en energía (por ejemplo, granos de cereales), y disminuyendo así la tensión. En segundo lugar, suplementar la composición del insumo con bosta líquida o sólida (por ejemplo, lodo líquido de ganado), si no se utiliza de otra manera, puede tener un impacto muy positivo por el aporte de oligoelementos adicionales y otros grupos de bacterias. La adicción de sustrato de fermentación de otra planta de biogás puede tener un efecto igualmente positivo. Respecto de la mono-fermentación de los cultivos energéticos, debe notarse que la adicción de otro componente del sustrato tiene normalmente un impacto positivo en la estabilidad del proceso.

5.4.2.2 Deficiencias de oligoelementos

Como regla general, una escasez de oligoelementos puede compensarse añadiendo bosta (lodo líquido de ganado o cerdos o guano de ganado o cerdos). Si estos sustratos no están disponibles para el operador de la planta en cantidades suficientes o no se pueden utilizar por alguna otra razón, existen varios proveedores de aditivos de oligoelementos en el mercado. En general, se trata de mezclas complejas. Sin embargo, como los oligoelementos son metales pesados, que pueden tener un efecto inhibitorio en el proceso si se añaden en cantidades excesivas [5-16] y que también se acumulan en la tierra agrícola, se debe mantener la carga de oligoelementos a un mínimo [5-17]. Si es posible, se debe añadir sólo aquellos oligoelementos que verdaderamente falten. En dichos casos, un análisis de los oligoelementos del material del digestor y los materiales del insumo pueden proveer información útil. Hay que tener en cuenta que un análisis de este tipo es complejo y costoso.

Para incrementar la eficiencia de los oligoelementos agregados, se puede añadir sales de hierro al proceso para la desulfuración química antes de la mezcla de oligoelementos (confrontar Sección 2.2.4). De esta manera se puede precipitar hacia afuera de la mezcla una gran proporción del sulfuro de hidrógeno disuelto y se puede mejorar la bio-disponibilidad de los oligoelementos. Siempre es importante prestar atención a las recomendaciones del fabricante y seguir las instrucciones.

5.4.2.3 Respuesta a las inhibiciones de temperatura

Si el proceso está sujeto a la inhibición de la temperatura como resultado del auto-calentamiento, existen dos maneras de resolver el problema. El proceso se puede enfriar o se puede cambiar la temperatura del proceso. En algunos casos el enfriamiento puede realizarse por medios técnicos utilizando el sistema de calor, pero esto usualmente es difícil de lograr. La adición de agua fría también puede producir un efecto de enfriamiento, aunque esto también debe hacerse de una manera sumamente cuidadosa. Si el objetivo es cambiar la temperatura del proceso desde el rango mesofílico hacia el termofílico, se requiere un soporte biológico con metas para el periodo de transición. Los microorganismos tienen que adaptarse primero al nivel de temperatura más alta o se tiene que formar nuevos microorganismos. Durante este periodo, el proceso es extremadamente inestable y bajo ninguna

circunstancia debe permitirse que 'colapse' por la adición de demasiado sustrato.

5.4.2.4 Respuesta a la inhibición de amoníaco

La acción dirigida a reducir la inhibición del amoníaco requiere intervención fundamental en la operación de la planta. Como regla general, las inhibiciones del amoníaco ocurren cuando se utilizan materiales de insumo ricos en proteínas. Si se ha verificado de manera demostrable la inhibición del amoníaco, se debe bien bajar la temperatura o bien cambiar la composición del insumo. El cambio de la composición del insumo debería resultar en una reducción de la carga de nitrógeno. Esto puede traer como consecuencia una reducción a largo plazo de la concentración del amoníaco que se está inhibiendo en el digestor. Si la acidificación ya está muy avanzada, tiene sentido cambiar el residuo de fermentación desde un digestor corriente abajo para reducir la concentración del ácido en el corto plazo.

Cualquiera que sea el método que se elija, debe hacerse vigilando de cerca el proceso. La reducción del valor de pH para reducir la proporción de amoníaco no disociado es extremadamente difícil de lograr en el largo plazo y, por lo tanto, no se puede recomendar.

5.4.2.5 Respuesta a la inhibición del sulfuro de hidrógeno

La inhibición del sulfuro de hidrógeno es extremadamente rara en las plantas de biogás agrícola. Siempre se relaciona la inhibición del sulfuro de hidrógeno al sustrato, es decir, es atribuible a un alto contenido de sulfuro en los materiales de insumo. En gran medida, los materiales de insumo utilizados en las plantas de biogás agrícola tienen un contenido de azufre relativamente bajo. Es necesario considerar que se debe siempre mantener bajo el contenido de H_2S en el gas debido a sus repercusiones negativas en la utilización del gas. Se puede dar los siguientes pasos para contrarrestar el sulfuro de hidrógeno:

- Añadir sales de hierro para la precipitación del sulfuro.
- Reducir la proporción de insumos que contienen azufre.
- Diluir con agua.

La elevación del valor de pH con la ayuda de sustancias de taponamiento puede reducir la toxicidad del H_2S por periodos cortos, pero no debe confiarse en este método a largo plazo.

5.4.3 Manejo de fallas y problemas técnicos

Dadas las considerables diferencias en el diseño y el equipamiento técnico entre las plantas de biogás agrícola, es imposible dar recomendaciones generales en este documento sobre cómo remediar las fallas técnicas. Sin embargo, siempre se debe consultar las instrucciones de operación de las plantas de biogás, que normalmente contienen recomendaciones para actuar y pasos para eliminar problemas con los componentes específicos de la planta.

Es crucialmente importante que se detecten y eliminen a tiempo todas las fallas y problemas técnicos. Para esto es esencial tener un sistema de alerta automático. La condición operativa de los componentes clave de la planta se registra y monitoriza en el sistema de manejo del proceso. Si ocurre una falla técnica, se acciona una alerta en el sistema y se puede enviar al operador de la planta u otro personal operativo por teléfono o por mensaje de texto. Este procedimiento permite tomar rápidamente una acción de solución. Para evitar largas perturbaciones a la operación, es importante que el operador de la planta siempre almacene una selección de repuestos y partes que se cambian debido al desgaste. De esta manera, se puede reducir los tiempos de parada y reparación. Además, en caso de emergencia, el operador de la planta debería, si es posible, ser capaz de llamar a un servicio confiable en cualquier momento. Usual-

mente, el fabricante de la planta o talleres especializados externos ofrecen dichos servicios. Para minimizar el riesgo de fallas técnicas, el operador de la planta debe asegurar que se realicen verificaciones regulares y que se respeten los intervalos de mantenimiento.

5.5 Confiabilidad operativa

5.5.1 Seguridad ocupacional y seguridad de la planta

El biogás es una mezcla de gases que consiste de metano (50-75 vol. %), dióxido de carbono (20-50 vol. %), sulfuro de hidrógeno (0,01-0,4 vol. %) y otros gases trazas [5-1], [5-6]. Las propiedades del biogás se contrastan con otros gases en la Tabla 5.7. Las propiedades de los distintos componentes del biogás se resumen en la Tabla 5.8.

En ciertas concentraciones el biogás en combinación el oxígeno atmosférico puede formar una atmósfera explosiva y por esta razón se tiene que respetar reglamentos de seguridad especiales de la planta tanto en la construcción como en la operación de la planta de biogás. Existen otros peligros como el riesgo de asfixia o envenenamiento, así como peligros mecánicos (por ejemplo, riesgo de aplastamiento por tracción).

Tabla 5.7: Propiedades de los gases [5-6]

		Biogás	Gas natural	Propano	Metano	Hidrógeno
Valor calorífico	kWh/m ³	6	10	26	10	3
Densidad	kg/m ³	1,2	0,7	2,01	0,72	0,09
Densidad relativa respecto del aire		0,9	0,54	1,51	0,55	0,07
Temperatura de ignición	°C	700	650	470	600	585
Rango explosivo	vol. %	6-22	4,4-15	1,7-10,9	4,4-16,5	4-77

Tabla 5.8: Propiedades de los componentes del biogás [5-6], [5-7], [5-8]

		CH ₄	CO ₂	H ₂ S	CO	H
Densidad	kg/m ³	0,72	1,98	1,54	1,25	0,09
Densidad relativa respecto del aire		0,55	1,53	1,19	0,97	0,07
Temperatura de ignición	°C	600	-	270	605	585
Rango explosivo	vol. %	4,4-16,5	-	4,3-45,5	10,9-75,6	4-77
Límite de exposición en el lugar de trabajo (valor MAC)	ppm	no especificado	5000	10	30	no especificado

El empleador o el operador de la planta de biogás están obligados a identificar y evaluar los peligros asociados con la planta de biogás y, si fuera necesario, tomar medidas apropiadas. Las Reglas de Seguridad para Sistemas de Biogás publicadas por la Agencia Alemana de Salud y Seguridad Ocupacional Agrícolas (Bundesverband der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften) [5-6] proporcionan un resumen conciso de los aspectos clave de seguridad relevantes para las plantas de biogás. Las reglas de seguridad explican y sustentan los requisitos de seguridad en términos de los procedimientos operativos relevantes a § 1 de las regulaciones de prevención de accidentes 'Centros de Trabajo, Edificios y Plantas' (VSG 2.1) [5-9] publicadas por la Agencia de Salud y Seguridad Ocupacional Agrícolas. Esto también se refiere a otros códigos de práctica aplicables.

Esta sección ofrece una visión panorámica de los peligros potenciales durante la operación de una planta de biogás y crear conciencia al respecto. Las últimas versiones de las regulaciones respectivas [5-6], [5-8], [5-9], [5-10] constituyen la base para las evaluaciones de peligros y los aspectos de seguridad relacionados que se asocian con la operación de plantas.

5.5.1.1 Peligro de incendio y explosión

Tal como se mencionó en la sección previa, bajo ciertas condiciones, el biogás en combinación con el aire pueden formar una mezcla de gas explosiva. Los rangos explosivos del biogás y sus componentes individuales se muestran en la Tabla 5.7 y en la Tabla 5.8, respectivamente. Debe recordarse que aunque no existe riesgo de explosión por encima de estos límites, si es posible un incendio provocado por flamas, chispas por encendido de equipo eléctrico o por caída de rayos.

Durante la operación de plantas de biogás, por lo tanto, debe esperarse que se puedan formar mezclas de gas y aire potencialmente explosivas y que haya un riesgo mayor de incendios, especialmente en la vecindad inmediata de los digestores y tanques de gas. Dependiendo de la probabilidad de la presencia de una atmósfera explosiva, de acuerdo con BGR 104 - Reglas de Protección contra Explosiones, se divide las distintas partes de la planta en categorías de áreas de peligro ('Zonas Ex') [5-10], dentro de las cuales se debe desplegar de manera prominente los signos relevantes y se debe tomar medidas de precaución y seguridad apropiadas.

Zona 0

En áreas clasificadas como Zona 0, una atmósfera ex-

plosiva está presente constantemente por largos periodos o la mayor parte del tiempo [5-6], [5-10]. Sin embargo, normalmente, no se encuentran zonas así en plantas de biogás. Ni siquiera un tanque/digestor de fermentación se clasifica en esta categoría.

Zona 1

La Zona 1 describe áreas en las que puede formarse ocasionalmente una atmósfera explosiva durante la operación normal. Estas son áreas en la vecindad inmediata de los pozos de acceso que llevan al tanque de almacenamiento de gas o en el lado de retención de gas del tanque de fermentación, así como en la vecindad de los sistemas de alivio, las válvulas de alivio de la presión o las bengalas de gas [5-6]. Las advertencias de seguridad para la Zona 1 deben colocarse dentro de un radio de 1 m (con ventilación natural) alrededor de estas áreas. Esto significa que en esta área solamente se puede utilizar recursos y equipo protegido contra explosiones en la Zona 0 y 1. Como regla general, debe evitarse la liberación de biogás relacionada con las operaciones en espacios cerrados. Si es posible liberar el gas, sin embargo, la Zona 1 se extiende hasta incluir todo el espacio [5-6].

Zona 2

En estas áreas no se espera que ocurran mezclas explosivas de gas y aire en circunstancias normales. Si esto ocurre en efecto, se puede asumir que ocurrirá sólo rara vez y no por un periodo prolongado (por ejemplo, durante el servicio o en caso de una falla) [5-6], [5-10].

Esto se aplica a los pozos de inspección, por ejemplo, y al interior del digestor, y en el caso de los tanques de almacenamiento de gas en la vecindad inmediata de las aperturas de aireación y ventilación. En estas áreas las medidas aplicables a la Zona 2 deben implementarse en un radio de 1 a 3 m [5-10].

En las áreas sujetas a peligro de explosión (Zona 0 - 2), se debe tomar medidas para evitar las fuentes de ignición de acuerdo con BGR 104, sección E2 [5-10]. Algunos ejemplos de fuentes de ignición incluyen las superficies calientes (turbocargadores), llamas o chispas generadas por medios mecánicos o eléctricos. Además, dichas áreas deben identificarse por medio de signos y avisos de advertencia.

5.5.1.2 Peligro de envenenamiento y asfixia

La liberación de biogás es un proceso natural, como se sabe bien, de tal manera que no se restringe exclusivamente a las plantas de biogás. En la crianza de anima-

les menores, en particular, de vez en cuando ha habido accidentes en el pasado y algunos de ellos han sido fatales, en conexión con gases biogénicos (por ejemplo en pozos de lodo líquido y en silos de pienso, etc.).

Si el biogás se encuentra presente en concentraciones suficientemente altas, la inhalación puede producir síntomas de envenenamiento, asfixia y puede ser incluso fatal. El sulfuro de hidrógeno (H_2S) contenido en el biogás no desulfurado es altamente tóxico, incluso en bajas concentraciones (ver Tabla 5.9).

Tabla 5.9: Efecto tóxico del sulfuro de hidrógeno [5-7]

Concentración (en el aire)	Efecto
0,03-015 ppm	Umbral de percepción (olor de huevos podridos)
15-75 ppm	Irritación de los ojos y el tracto respiratorio, náuseas, vómitos, dolor de cabeza, pérdida de la conciencia.
150-300 ppm (0,015-0,03%)	Parálisis de los nervios olfativos
> 375 ppm (0,038%)	Muerte por envenenamiento (luego de varias horas)
> 750 ppm (0,075%)	Pérdida de la conciencia y muerte por paro respiratorio en 30-60 min.
mayor a 1000 ppm (0,1%)	Muerte rápida por parálisis respiratoria en unos cuantos minutos.

Además, en espacios cerrados o de bajo nivel, puede ocurrir asfixia como resultado del desplazamiento del oxígeno por el biogás. Aunque el biogás es más ligero que el aire, con una densidad relativa (D) 1,2 kg por m^3 , tiende a segregarse. En este proceso, el dióxido de carbono más pesado ($D = 1,98 \text{ kg}/m^3$) se concentra al nivel del piso, mientras que el metano más ligero ($D = 0,72 \text{ kg}/m^3$) se eleva.

Por estas razones, es esencial ventilar adecuadamente los espacios cerrados en todo momento, por ejemplo, en tanques de almacenamiento de gas cerrados. Adicionalmente, se debe emplear equipo de protección personal (por ejemplo, alarmas de gas, protección respiratoria, etc.) en áreas potencialmente peligrosas (digestores, chimeneas de mantenimiento, áreas de almacenamiento de gas, etc.).

5.5.1.3 Mantenimiento y reparación

Como regla general, el mantenimiento de equipo de agitación, bombeo y lavado debería realizarse siempre por encima del nivel de la tierra [5-6]. Si esto no es po-

sible, se debe instalar permanentemente un sistema de ventilación forzada para contrarrestar el riesgo de asfixia y envenenamiento en caso de un escape de gas.

5.5.1.4 Manejo de productos químicos

Se usa una variedad de productos químicos en las plantas de biogás. Las más comunes son varias sales de hierro para la desulfuración química, aditivos para estabilizar el valor de pH o mezclas complejas de oligoelementos o enzimas para la optimización del proceso. Los aditivos vienen ya sea en forma líquida o sólida (polvo). Como estos productos generalmente tienen propiedades tóxicas y causticas, es importante leer la información del producto antes de utilizarlos y es esencial seguir las instrucciones del fabricante respecto de la dosificación y aplicación (por ejemplo, emplear una máscara contra el polvo, guantes a prueba de ácidos, etc.). Como regla general, el uso de productos químicos debería restringirse al mínimo necesario.

5.5.1.5 Otros riesgos de accidentes

Además de las fuentes de peligro descritas anteriormente, existen también otras fuentes de posibles accidentes como el riesgo de caer de escaleras o caer a aberturas para el cargado (equipo de medición de sólidos, embudos de alimentación, chimeneas de mantenimiento, etc.). En estos casos se debe prevenir las caídas en dichas aberturas mediante coberturas (escotillas, rejillas, etc.) o instalándolas a suficiente altura ($> 1,8 \text{ m}$) [5-6]. Las partes móviles de la planta (vástagos de agitadores, gusanos, etc.) también son puntos de peligro potencial y se los debe identificar claramente con señalización apropiada.

Pueden ocurrir choques eléctricos fatales dentro y alrededor de unidades combinadas de calor y energía como resultado de su operación incorrecta o fallas porque las unidades generan energía eléctrica en voltajes de varios cientos de voltios y con corrientes de cientos de amperios. El mismo peligro se presenta en los agitadores, bombas, equipos de alimentación, etc. porque también operan con altos niveles de energía eléctrica.

Los sistemas de calentamiento y enfriamiento de una planta de biogás (radiador, calentador del digestor, intercambiador de calor, etc.) también presentan un riesgo de quemaduras en el caso de mal funcionamiento. Esto se aplica a partes de la unidad de CHP y a cualquier sistema de emergencia que pueda instalarse (por ejemplo, bengalas de gas).

Para evitar accidentes de este tipo, se debe colocar señales de advertencia claramente visibles en los lugares apropiados de la planta y se debe instruir correspondientemente al personal operativo.

5.5.2 Protección ambiental

5.5.2.1 Requisitos de higienización

El objetivo de la higienización es desactivar cualquier germen y patógeno que pueda estar presente en el sustrato y asegurar así que sea inocuo desde los puntos de vista epidemiológico y citohigiénico. Esto se hace necesario tan pronto se empieza a usar los residuos bio-génicos de otras líneas de negocios además de los materiales crudos y los residuos agrícolas.

Las normas relevantes al respecto son: Reglamento No. 1774/2002 de la Comunidad Europea y Ordenanzas sobre Bio-residuos [5-13]. El Reglamento de la Comunidad Europea incluye reglas sanitarias sobre el manejo de sub-productos animales no destinados al consumo humano [5-11]. En las plantas de biogás, sujeto a aprobación oficial, el material de categoría 2 puede utilizarse luego de una esterilización con vapor a alta presión (triturado a < 55 mm, 133 °C a una presión de 3 bar por al menos 20 minutos [5-12]). Se puede utilizar bosta y contenido del tracto digestivo sin pre-tratamiento. El material de categoría 3 (por ejemplo, residuo de camal) puede utilizarse luego de higienizarlo (calentamiento a un mínimo de 70 °C por al menos 1 hora). Sin embargo, este reglamento se aplica rara vez a plantas de biogás agrícola. Si los únicos sub-productos animales utilizados son residuos de servicios de alimentación, no se aplica el reglamento. Si se usa sustancias que están sujetas a los reglamentos de la Ordenanza sobre Bio-residuos, es requisito la higienización. En estos casos, es necesario asegurar una temperatura mínima de 55 °C y un tiempo de residencia hidráulica en el reactor de al menos 20 días.

5.5.2.2 Control de la contaminación del aire

Se tiene que cumplir con varios requisitos de control de la contaminación del aire en relación con la operación de plantas de biogás. Estos requisitos se relacionan principalmente al mal olor y a las emisiones contaminantes y de polvo [5-12]. La base legal de estos temas es la Ley de Control de la Contaminación de Alemania y sus reglamentos de implementación junto con las Instrucciones Técnicas sobre el Control de la Calidad del Aire (TA Luft). El propósito de la legisla-

ción es proteger el medio ambiente de efectos dañinos y evitar que surjan efectos dañinos. Estas normas legales se aplican sólo dentro del contexto del procedimiento de autorización de plantas de biogás de gran escala con una capacidad de combustión total de 1 MW o más y para plantas diseñadas para tratar bio-residuos.

5.5.2.3 Control de la contaminación del agua

Se debe evitar los impactos dañinos en el medio ambiente si es posible cuando se opera plantas de biogás. En relación con el control de la contaminación del agua, eso se significa en términos muy generales que la planta de biogás debe construirse de tal manera que se evite la contaminación de las aguas de superficie o subterráneas. Las disposiciones legales tienden a diferir de una región a otra ya que los requisitos específicos de control de la contaminación del agua dependen de las condiciones naturales en el lugar en cuestión (por ejemplo, área de protección de agua) y de que las autoridades emitan aprobaciones caso por caso.

Las sustancias que ocurren con más frecuencia en las plantas de biogás agrícola, como el lodo líquido, la bosta líquida y el efluente de ensilaje, caen en la categoría de sustancias peligrosas para el agua de clase 1 (ligeramente peligrosas para el agua). Los cultivos energéticos se clasifican de manera similar [5-14]. La contaminación del agua subterránea y superficial con estas sustancias debe evitarse en toda la cadena del proceso. Para propósitos prácticos, esto significa que todos los patios de almacenamiento, tanques de almacenamiento y recipientes de fermentación, así como los tubos y líneas de alimentación de bomba que los conectan, deben ser a prueba de fugas de líquidos y deben tener un diseño aprobado. Se debe prestar atención especial a los sitios de almacenamiento del ensilaje porque el efluente del ensilaje puede considerablemente si las condiciones de la cosecha son desfavorables y las presiones de compactación son muy altas. Es obligatorio recolectar y utilizar los líquidos y efluentes de fermentación que escapan del equipo. Como estos contienen generalmente cantidades considerables de materiales orgánicos, es aconsejable alimentarlo en los tanques de fermentación. Para no añadir innecesariamente grandes cantidades de agua no contaminada al proceso, especialmente luego de una fuerte lluvia, es apropiado separar el agua contaminada de la no contaminada. Esto se puede lograr con sistemas de drenaje separados que utilizan dos sistemas de tuberías separadas con cambio manual para desviar el agua no contami-

nada por la caída y el agua contaminada y el efluente hacia la planta de biogás [5-15].

Además, se debe prestar atención especial a las interfaces entre las etapas individuales del proceso. Éstas incluyen sobre todo el punto de entrega del sustrato (sólidos y líquidos) y la descarga de digestatos a los vehículos de transporte / aplicación. El escape no deseado de material (por ejemplo, reboses o cantidades residuales de material) debe evitarse o se debe asegurar que cualquier agua contaminada procedente de estas áreas sea retenida.

Adicionalmente, los sitios de instalación para la unidad CHP deben cumplir con los reglamentos relevantes de la misma manera que la ubicación de los puntos de almacenamiento para aceite nuevo, aceite usado y, si fuera aplicable, aceite de encendido. Debe ser posible identificar y eliminar fugas potenciales de aceite de transmisión o aceite de motor, por ejemplo [5-14].

5.5.2.4 Reducción del ruido

La fuente más común de ruido en las plantas de biogás es el ruido del tráfico. La frecuencia e intensidad del ruido generado depende mucho de la disposición general de la planta y de los materiales de insumo utilizados. En la mayoría de plantas de biogás agrícola, el ruido del tráfico se relaciona con la entrega de sustratos (transporte, almacenamiento y sistema de medición) por un periodo de 1-2 horas casi todos los días. Es de esperar un volumen mayor de tráfico y, por tanto, de ruido durante la cosecha y cuando se está trayendo los sustratos, así como cuando se están sacando los residuos de la fermentación.

Otras máquinas ruidosas, por ejemplo las que se operan con gas en una unidad de CHP, se instalan normalmente en áreas cerradas a prueba de ruidos. Las normas sobre emisiones de ruido se encuentran en la versión vigente de las Instrucciones Técnicas sobre la Reducción del Ruido (TA-Lärm).

5.6 Notas sobre la optimización de la planta

El objetivo de la optimización es ajustar el estado actual de un proceso respecto de cierta propiedad a través de la variación selectiva de factores influyentes de manera que se logre un estado objetivo definido (el óptimo).

En términos generales, la operación de una planta de biogás puede optimizarse en tres áreas: técnica,

económica y ambiental (Figura 5.8). Estas áreas no se pueden optimizar independientemente. Por el contrario, se influyen mutuamente. Adicionalmente, cuando se trata de resolver un problema de optimización, no debe asumirse que habrá una solución única sino más bien debería esperarse que haya muchas soluciones diferentes.

Las distintas soluciones posibles pueden entonces compararse entre sí a partir de criterios de evaluación. Los criterios utilizados para la evaluación pueden incluir, por ejemplo, costos, rendimiento de gas, o minimización de los impactos ambientales. Dependiendo del objetivo, los criterios de evaluación tienen entonces que sopesarse de tal manera que pueda realizarse una evaluación final y se pueda tomar una decisión sobre el curso a seguir.

En la práctica, cada operador responsable de una planta de biogás debería tener como objetivo lograr el óptimo general que se pueda alcanzar dadas las condiciones generales presentes, incluyendo las relevantes específicamente a una planta dada. Si las condiciones cambian, el operador debe evaluar si las metas anterior pueden mantenerse o tienen que modificarse.

Una pre-condición para la optimización es que el estado real y el estado meta estén definidos. La definición del estado real se logra recolectando datos apropiados en el curso de la operación de la planta. Si se desea reducir el propio consumo de energía de la planta, por ejemplo, el operador tiene que averiguar qué componentes contribuyen al consumo de energía y qué cantidades se consumen. El estado meta puede definirse usando datos de planeamiento, datos de desempeño comparable para las tecnologías utilizadas en la planta, publicaciones sobre el estado de la cuestión, información de otros operadores (por ejemplo, foros, debates de expertos, etc.) o informes redactados por expertos independientes.

Una vez que se ha definido los estados real y meta, los siguientes pasos son definir los valores meta específicos, poner en práctica medidas para lograr esas metas y posteriormente validar las medidas para asegurar que se logre las metas y se determine las consecuencias posibles para otras áreas de la planta.

En muchas plantas la adquisición y documentación de datos relevantes del proceso en particular no es siempre fácil, de manera que a menudo no es posible hacer un análisis apropiado de la situación real. Por lo tanto, se cuenta sólo con datos limitados para generar valores comparativos. Los programas alemanes de medición del biogás [5-38] han compilado datos generales sobre estos procesos, y la KTBL (Asociación para la Tecnología y Estructuras en la Agricul-

tura) también publica datos sobre indicadores clave de desempeño para la operación de plantas de biogás.

El Lineamiento 4631 de VDI, Criterios de calidad para plantas de biogás, enumera los KPI (Indicadores Clave de Desempeño, en inglés) para la evaluación del proceso. También incluye extensas listas de verificación que son útiles para la adquisición de datos.

A continuación se explica una selección de los parámetros que pueden utilizarse para evaluar y posteriormente optimizar una planta de biogás.



Figura 5.8: Optimizaciones posibles

Cuando se administra la planta, una regla general es que las condiciones operativas se mantengan constantes, siempre que sea posible. Ésta es la única manera en que se puede definir un estado real significativo. Si se introduce un cambio conceptual en la planta, se debe adaptar de manera correspondiente las metas del proceso.

5.6.1 Optimización técnica

La optimización de los procedimientos técnicos en una planta de biogás tiene como objetivo elevar la disponibilidad de la tecnología, en otras palabras, minimizar los tiempos de parada y asegurar un manejo sin tropiezos del proceso.

Este objetivo también tiene consecuencias indirectas para la economía de la planta, por supuesto, porque la planta sólo puede satisfacer su meta de desempeño si logra una alta tasa de utilización de la capacidad. Por otro lado, un alto nivel de insumo tecnológico aumenta los costos, de manera que debe realizarse un análisis costo-beneficio en el contexto de la optimización económica.

Como regla general, para evaluar la disponibilidad de la planta en su conjunto tiene sentido registrar y documentar las horas operativas y las horas de carga completa. Si además de eso se documenta los tiempos

de parada y las causas asociadas a los desperfectos junto con las horas trabajadas y el costo financiero de corregir los desperfectos, se puede identificar los puntos débiles del proceso.

En términos muy generales, la disponibilidad de facilidades técnicas puede incrementarse adoptando el siguiente régimen:

- Respetar los intervalos de mantenimiento.
- Realizar mantenimiento predictivo.
- Instalar equipo de medición para detectar perturbaciones.
- Almacenar repuestos importantes.
- Asegurar que el servicio del fabricante o de los talleres regionales esté disponible apenas se necesita.
- Utilizar un diseño redundante para los componentes cruciales.
- Utilizar tecnologías y materiales de poco desgaste.

Usar tecnología que esté permanentemente operativa, como pre-requisito para un proceso de descomposición estable. Si ocurren interrupciones de suministro de energía durante la carga del digestor o durante el mezclado, se afecta directamente el proceso biológico. Para más detalle sobre la optimización del proceso biológico, ver el Capítulo 2 y las secciones relevantes de este capítulo.

5.6.2 Análisis de la eficiencia de la planta en conjunto (utilización del sustrato según flujos de energía)

Si la planta está operando con alta tasa de utilización de capacidad, en ciertas circunstancias se puede incrementar la eficiencia observando la demanda de energía de la planta e investigar si es posible reducir cualquier pérdida de energía. Es lógico al respecto considerar la planta en conjunto para identificar los flujos de energía clave y los puntos débiles. Se debe tomar en consideración las siguientes áreas:

- Suministro del sustrato (cantidad y calidad del sustrato, calidad del ensilado, alimentación del sustrato)
- Pérdida del ensilado (calidad del ensilado, tasa de alimentación, tamaño de las superficies de corte, agua de filtraciones)
- Biología del proceso (intervalos de alimentación, grado de degradación logrado, tasa y composición específica de producción de biogás, estabilidad de la planta, composición del sustrato, concentraciones de ácidos)
- Utilización del gas (eficiencia de la unidad de CHP (eléctrica y térmica), slip de metano, configuraciones del motor, intervalos de mantenimiento)

- Residuo de fermentación (potencial de gas residual del residuo de fermentación, utilización del residuo de fermentación)
- Pérdidas de metano (emisiones por fugas)
- Carga de trabajo para la operación de la planta y resolución de problemas, tiempo de para
- Consumo de energía in situ
 - Registro regular de lecturas del medidor (consumo de energía, tiempos de funcionamiento)
 - Demarcación clara entre fuentes de consumo de energía (por ejemplo, agitadores, sistema de carga, unidad de CHP, etc.)
 - Ajuste de sistemas de agitadores, tiempos de funcionamiento de agitadores e intensidad de agitación de acuerdo con las condiciones
 - No permitir el bombeo de cantidades innecesarias
 - Tecnologías eficientes y económicas de tratamiento y carga del sustrato
- Concepto de recuperación del calor

Debe recordarse siempre que cada planta de biogás es un sistema que consta de un gran número de componentes individuales que se tienen que sintonizar entre sí. Por lo tanto, se debe tratar desde la fase de planificación de asegurar que la cadena funcione como un todo unificado: la compra de componentes individuales que funcionan no necesariamente produce una planta de biogás que funcione.

A menudo se ve en la práctica que en algún momento de la cadena del proceso surge un cuello de botella que restringe el desempeño y, con ello, la eficiencia económica de los componentes de la planta corriente abajo. Quizás, por ejemplo, sea el caso que la producción de gas no utilice toda la capacidad de la unidad de CHP, pero si se da un paso como el cambiar la mezcla del sustrato o mejorar la utilización de la capacidad en la etapa del segundo digestor, sería posible lograr el nivel requerido de producción de gas.

Adicionalmente, al equilibrar los flujos de energía y, por lo tanto, alcanzar el equilibrio de los flujos de materiales también es un medio apropiado de descubrir deficiencias en la operación de la planta.

5.6.3 Optimización económica

La optimización económica tiene por fin reducir costos e incrementar rendimientos. Como la optimización técnica, la optimización económica puede aplicarse a todos los sub-procesos. En este caso también, el primer paso es identificar los factores de costo sustanciales de modo que se pueda reducir los costos relacionados de manera correspondiente.

Las variables específicas como los costos de generación de electricidad (por ejemplo, en €/kWh) o los costos de inversión específicos (en €/kW_{el inst.}) sirven de base para una guía inicial del desempeño de la planta en conjunto. Existen estudios comparativos al respecto (por ejemplo, el programa de medición del biogás, [5-38]), lo que permite adecuar el desempeño general económico de la planta. Para conducir un estudio a fondo es aconsejable analizar y comparar los siguientes datos económicos:

- Costos operativos
 - Costos de personal
 - Costos de mantenimiento
 - Costos de reparación
 - Costos de energía
 - Costo de actualización
- Costos de inversión (depreciación), repago, interés
- Costos del sustrato (según calidad y cantidad del sustrato)
- Ingresos por electricidad y calor generados
- Ingresos por sustratos
- Ingresos por residuos de fermentación / fertilizantes

5.6.4 Minimización de impactos ambientales

La minimización de impactos ambientales tiene como objetivo reducir los efectos de la planta sobre el medio ambiente. Es necesario considerar la liberación de contaminantes al aire, agua y suelo.

- Agua de filtraciones (recolección y utilización del agua de filtración de ensilaje, escorrentía de las áreas de almacenamiento)
- Emisiones de metano de la plantas de biogás (proporcionar tanque de almacenamiento del digestato con cubierta de a prueba de la fuga de gas, identificar fugas, slip de utilización del gas, configuración del motor, trabajo de mantenimiento)
- Formaldehído, NO_x, óxidos de azufre, monóxido de carbono (unidad de CHP solamente, configuraciones del motor, tratamiento del gas residual)
- Emisiones de olores (instalaciones de carga, almacenamiento y tanque de digestato cubiertas, , residuos de fermentación separados)
- Emisiones de ruido
- Luego de la aplicación de residuos de fermentación: emisiones de amoníaco, emisiones de óxido nitroso (técnicas de aplicación e incorporación de los residuos).

Las emisiones no controladas de agua de filtraciones de ensilaje, metano y amoníaco no solamente tienen

un impacto negativo en el medio ambiente sino que también significan pérdidas en términos de la eficiencia de la planta en conjunto. En este sentido, las medidas estructurales u operativas para reducir las emisiones pueden ciertamente traer ventajas económicas, como por ejemplo, una tapa a prueba de fuga de gases para un tanque de almacenamiento de digestato). Como regla general, debe inspeccionarse regularmente la planta respecto de posibles emisiones. Además de las consideraciones ambientales y económicas, a menudo también es necesario tomar en cuenta igualmente los asuntos de seguridad.

5.7 Referencias

- [5-1] Kloss, R.: Planung von Biogasanlagen; Oldenbourg Verlag; Munich, Viena, 1986
- [5-2] Kroiss, H.: Anaerobe Abwasserreinigung; Wiener Mitteilungen Bd. 62; Technische Universität Wien, 1985
- [5-3] Weiland, P.: Grundlagen der Methangärung – Biologie und Substrate; VDI-Berichte, No. 1620 'Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven'; pp. 19–32; VDI-Verlag 2001
- [5-4] Resch, C.; Wörl, A.; Braun, R.; Kirchmayr, R.: Die Wege der Spurenelemente in 100% NAWARO Biogasanlagen; 16. Symposium Bioenergie-Festbrennstoffe, Flüssigkraftstoffe, Biogas; Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2007
- [5-5] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.: Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren; Springer Verlag; Berlin, Heidelberg, Nueva York, 2001
- [5-6] Technische Information 4, Sicherheitsregeln für Biogasanlagen; Bundesverband der landw. Berufsgenossenschaften e.V.; Kassel 2008
- [5-7] Falbe, J. et al. (eds.); Römpp Chemie Lexikon; Georg Thieme Verlag; novena edición: Stuttgart, 1992
- [5-8] Arbeitsplatzgrenzwerte (TRGS 900); Instituto Federal de Salud y Seguridad Ocupacional; descargado el 30 de junio de 2009; http://www.baua.de/nn_5846/de/Themen-von-A-Z/Gefahrstoffe/TRGS/TRGS-900_content.html?_nnn=true
- [5-9] 'Arbeitsstätten, bauliche Anlagen und Einrichtungen' (VSG 2.1); Agencia de Salud y Seguridad Ocupacional Agrícolas; descargado el 30 de junio de 2009; http://www.lsv.de/lsv_all_neu/uv/3_vorschriften/vsg21.pdf
- [5-10] BGR 104 – Explosionsschutz-Regeln, Sammlung technischer Regeln für das Vermeiden der Gefahren durch explosionsfähige Atmosphäre mit Beispielsammlung zur Einteilung explosionsgefährdeter Bereiche in Zonen; Carl Heymanns Verlag; Colonia, 2009
- [5-11] Reglamento (CE) No. 1774 del Parlamento y Consejo Europeos; Bruselas 2002
- [5-12] Görsch, U.; Helm, M.: Biogasanlagen-Planung, Errichtung und Betrieb von landwirtschaftlichen und industriellen Biogasanlagen; Eugen Ulmer Verlag, segunda edición, Stuttgart 2007
- [5-13] Ordenanza sobre la Utilización de Bio-residuos en Terrenos con Propósitos Agrícolas, Silvícolas y Hortícolas (Ordenanza sobre Bio-residuos: Bioabfallverordnung - BioAbfV), 1998
- [5-14] 'Errichtung und Betrieb von Biogasanlagen- Anforderungen für den Gewässerschutz'; Anlagenbezogener Gewässerschutz Band 14; Niedersächsisches Umweltministerium, Hannover, 2007
- [5-15] Verhülsdonk, C.; Geringhausen, H.: Cleveres Drainage-System für Fahrtilos; top agrar No. 6/2009
- [5-16] Seyfried, C.F. et al.: Anaerobe Verfahren zur Behandlung von Industrieabwässern. Korrespondenz Abwasser 37, pp. 1247–1251, 1990
- [5-17] Bischoff, M.: Erkenntnisse beim Einsatz von Zusatz- und Hilfsstoffen sowie Spurenelementen in Biogasanlagen; VDI Berichte, No. 2057; 'Biogas 2009 – Energieträger der Zukunft'; VDI Verlag, Düsseldorf 2009, pp. 111–123
- [5-18] Weißbach, F. und C. Strubelt: Die Korrektur des Trockensubstanzgehaltes von Maissilagen als Substrat für Biogasanlagen. Landtechnik 63 (2008), H. 2. pp. 82–83
- [5-19] Kranert, M.: Untersuchungen zu Mineralgehalten in Bioabfällen und Gärrückständen, in Müll und Abfall, 11/2002, pp. 612–617
- [5-20] Tippe, H. (1999): Prozessoptimierung und Entwicklung von Regelungsstrategien für die zweistufige thermophile Methanisierung ligno-zellulosehaltiger Feststoffsuspensionen, Dissertation an der TU Berlin, Fachbereich 15, Lebensmittelwissenschaften und Biotechnologie.
- [5-21] Kroecker, E.J., Schulte, D.D. (1979): Estabilidad de proceso del tratamiento anaeróbico, en Journal Water Pollution Control Federation, Washington D.C. 51 pp. 719–728
- [5-22] Bischofberger, W.; Böhnke, B.; Seyfried, C.F.; Dichtl, N.; Rosenwinkel, K.H. (2005): Anaerobtechnik; Springer-Verlag, Berlin Heidelberg Nueva York;
- [5-23] Braun, R. (1984): Biogas-Methangärung organischer Abfallstoffe, primera edición Springer-Verlag, Viena, Nueva York.
- [5-24] K. Buchauer; Una comparación de dos procedimientos simples de valoración para determinar ácidos grasos volátiles en procesos de tratamiento de lodo líquido y aguas residuales; Water SA Vol. 24 No. 1; enero de 1998
- [5-25] Rieger, C. und Weiland, P. (2006): Prozessstörungen frühzeitig erkennen, in Biogas Journal 4/06 pp. 18–20
- [5-26] Braha, A. (1988): Bioverfahren in der Abwassertechnik: Erstellung reaktionskinetischer Modelle mittels Labor-Bioreaktoren und Scaling-up in der biologischen Abwasserreinigung. Udo Pfiemer Buchverlag in der Bauverlag GmbH, Berlin and Wiesbaden
- [5-27] Sahm, H. Biologie der Methanbildung, Chemie-Ingenieur Technik 53, No. 11 (1981)
- [5-28] Solicitud europea de patente, Folleto de Patentes 2008/49, número de solicitud 08004314.4. Oechsner, Hans et al. 2008

- [5-29] Mudrack und Kunst: Biologie der Abwasserreinigung, Spektrum Verlag 2003
- [5-30] Dornak, C. (2000): Möglichkeiten der Optimierung bestehender Biogasanlagen am Beispiel Plauen/Zobes in Anaerobe biologischen Abfallbehandlung, Tagungsband der Fachtagung 21-22.2. 2000, Beiträge zur Abfallwirtschaft Band 12, Schriftenreihe des Institutes für Abfallwirtschaft und Altlasten der TU Dresden
- [5-31] Resch, C.; Kirchmayer, R.; Grasmug, M.; Smeets, W.; Braun, R. (2005): Tratamiento anaeróbico optimizado de desechos biodegradable de hogares y de desechos de camales a altas concentraciones de nitrógeno y carga orgánica en la escala técnica media . Actas de conferencia del Cuarto Simposio Internacional de Digestión Anaeróbica de Desechos Sólidos 31.8.05-2.9.05, Copenhague
- [5-32] McCarty, P.L.; McKinney (1961): Toxicidad salina en la digestión anaeróbica, Federación de Control de la Contaminación del Agua, Washington D.C. 33, 399
- [5-33] McCarty, P.L. (1964): Fundamentos del Tratamiento de Residuos Anaeróbicos - Parte 3, Control de Materiales Tóxicos, Pub. Works, noviembre de 1991
- [5-34] Angelidaki, I.; Ahring, B.K. (1994): Digestión anaeróbica termofílica de bosta a diferentes cargas de amoníaco: efecto de la temperatura. Wat Res 28: 727-731
- [5-35] Liebetrau, J.: Regelungsverfahren für die anaerobe Behandlung von organischen Abfällen, Rhombos Verlag 2008
- [5-36] Holubar, P.; Zani, L.; Hager, M.; Fröschl, W.; Radak, Z.; Braun, R.; (2003): Inicio y recuperación de reactor de biogás utilizando una herramienta de control basada en una red neuronal jerárquica, J. Chem. Technol. Biotechnol. 78, 847-854
- [5-37] Heinzle, E.; Dunn, I.J.; Ryhiner, G.B. (1993): Modelamiento y Control del Tratamiento de Agua de Residuos Anaeróbicos, Avances en Biotecnología de Ingeniería Bioquímica, Vol. 48, Springer Verlag 1993
- [5-38] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (ed.): Biogas-Messprogramm II, Gülzow, 2009





Procesamiento del gas y opciones de utilización

Actualmente, el uso más común del biogás en Alemania es para convertir el gas crudo producido localmente en electricidad en su lugar de origen. En la mayoría de casos, esto involucra el uso de un motor de combustión interna para impulsar un generador el cual, a su vez, produce electricidad. También es posible utilizar biogás en micro-turbinas de gas, celdas de combustible y motores Stirling. Estas tecnologías también sirven principalmente al propósito de convertir el biogás en electricidad, pero hasta la fecha rara vez se han puesto en práctica. Otro uso posible del biogás involucra la recuperación de energía térmica en quemadores apropiados o en calderos de calefacción.

Adicionalmente, en años recientes, la opción de tratar el biogás para alimentar la red de gas natural se ha popularizado. En agosto de 2010, había ya 38 plantas que alimentan bio-metano tratado a la red de gas natural [6-9]. Se implementará muchos otros proyectos en los años venideros. En ese sentido, vale la pena mencionar las ambiciosas metas fijadas por el gobierno alemán, que demanda que se sustituya seis mil millones de metros cúbicos de gas natural con biogás cada año para alrededor del año 2020. Como alternativa a la alimentación a la red, también es posible usar directamente el bio-metano como combustible, a pesar de que se ha hecho a poca escala en Alemania hasta el momento.

En general, no es posible hacer uso directo del gas crudo obtenido de una planta de biogás debido a los distintos constituyentes específicos del biogás, como el sulfuro de hidrógeno. Por esta razón, el biogás se pasa a través de varias etapas de purificación, diferentes combinaciones de las cuales son un pre-requisito para las opciones de utilización mencionadas al inicio de este capítulo.

6.1 Purificación y procesamiento del gas

El biogás crudo está saturado con vapor de agua y además del metano (CH_4) y del dióxido de carbono (CO_2) también contiene cantidades significativas de sulfuro de hidrógeno (H_2S), y otros.

El sulfuro de hidrógeno es tóxico y tiene un olor desagradable de huevos podridos. El sulfuro de hidrógeno y el vapor de agua del biogás se combinan formando ácido sulfúrico. Los ácidos corroen los motores en que se utiliza biogás, así como los componentes corriente arriba y corriente abajo del motor (tuberías de gas, sistema de escape de gas, etc.). Los componentes con azufre también disminuyen el desempeño de las etapas de purificación corriente abajo (remoción del CO_2).

Por estas razones, el biogás que se obtiene de las plantas de biogás agrícola es normalmente desulfurado y secado. Sin embargo, dependiendo de las sustancias acompañantes contenidas en el biogás o de la tecnología de utilización elegida (por ejemplo, uso como sustituto para el gas natural), puede ser necesario un mayor tratamiento o procesamiento del gas. Los fabricantes de unidades de CHP prescriben propiedades mínimas de los gases combustibles que se pueden utilizar. Idénticas consideraciones se aplican al uso del biogás. Las propiedades del gas combustible requeridas deben cumplirse para evitar un mantenimiento demasiado frecuente y para no dañar los motores.

6.1.1 Desulfuración

Se utiliza varios métodos de desulfuración. Se puede establecer una distinción entre desulfuración biológica, química y física así como entre desulfuración gruesa y fina dependiendo de la aplicación. El método o combinación de métodos utilizados dependerá de

Tabla 6.1: Vista de conjunto de los métodos de desulfuración [6-32]

Método	Demanda de energía		Consumibles		Inyección de aire	Pureza en ppmv	¿Se cumple con DVGW? ^a	Problemas
	Elemento	Poder térmico	Consumo	Disposición				
Desulfuración biológica en el digestor	++	o	++	++	Sí	50 - 2.000	No	Control impreciso del proceso
Desulfuración biológica externa	-	o	+	+	Sí	50 - 100	No	Control impreciso del proceso
Bio-limpiador	-	o	-	+	No	50 - 100	No	Alto costo y complejidad del proceso
Precipitación del sulfuro	o	o	--	o	No	50 - 500	No	Proceso lento
Desulfuración química interna	o	o	--	--	Sí	1 - 100	No	Disminuye enormemente el efecto de la purificación
Carbono activado	o	o	--	-	Sí	< 5	Sí	Grandes volúmenes de disposición

a. De acuerdo con el Código de Práctica DVGW G 260

++ particularmente ventajoso, + ventajoso, o neutro, - desventajoso, -- particularmente desventajoso

Tabla 6.2: Valores característicos y parámetros del proceso para la desulfuración biológica en el digestor

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Suministro de aire 3-6 vol. % del volumen de biogás liberado
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Todos los digestores poseen suficiente espacio de gas por encima del digestor. • No tiene sentido en la alimentación posterior a la red de gas natural.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Es muy económico. + No se requiere uso de productos químicos. + El costo de mantenimiento es bajo y la tecnología, confiable. + El azufre vuelve a caer al digestato y se puede, por tanto, aplicar al campo como fertilizante.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - No hay relación con la cantidad de sulfuro de hidrógeno que se libera en realidad. - Es imposible la optimización selectiva de la remoción del sulfuro de hidrógeno. - Es posible la interferencia y oxidación del metano por introducción del oxígeno. - Las variaciones en el día, la noche y estacionales en la temperatura del espacio puede tener un efecto adverso en el desempeño de la desulfuración. - No es posible responder a fluctuaciones en la cantidad de gas liberado. - Corrosión en el digestor y riesgo de formación de mezclas de gas explosivas. - No es conveniente para mejorar la calidad del gas natural. - Reducción del valor calorífico / valor de calefacción
Características especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Se deberían disponer o crear adicionalmente superficies de crecimiento para las bacterias de azufre porque el área de la superficie existente usualmente no basta para la desulfuración. • Se puede optimizar controlando la entrada de oxígeno al reactor y mediante medición continua del sulfuro de hidrógeno.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Mini compresor o bomba de acuario con válvula de control corriente abajo e indicador de flujo para el control manual del flujo de gas
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Casi no es necesario.

cómo se debe utilizar posteriormente el biogás. La Tabla 6.1 muestra una vista de conjunto comparativa de los métodos en consideración.

Aparte de la composición del gas, el factor clave es sobre todo la tasa de flujo del biogás a través de la

planta de desulfuración. Ésta puede fluctuar considerablemente, dependiendo de cómo se maneje el proceso. Luego de que se ha cargado sustrato fresco al digestor y durante la operación de los agitadores se puede observar particularmente altas tasas de libera-

ción temporal de biogás y las consecuentes altas tasas de flujo. Es posible que las tasas de flujo de corto plazo estén 50% por encima del promedio. Para asegurar una desulfuración confiable, es común instalar unidades de desulfuración más grandes o combinar distintas técnicas.

6.1.1.1 Desulfuración biológica en el digestor

A menudo se realiza la desulfuración biológica en el digestor aunque también son concebibles procesos corriente abajo. En presencia de oxígeno, la bacteria *Sulfobacter oxydans* convierte el sulfuro de hidrógeno en sulfuro elemental, el cual posteriormente se descarga desde el reactor al digestato. El proceso de conversión requiere nutrientes, cantidades adecuadas de los cuales se encuentran en el digestor. Como las bacterias están omnipresentes, no se necesita añadirlas especialmente. El oxígeno necesario es proporcionado por aire que se inyecta al digestor, por ejemplo utilizando un mini compresor (por ejemplo, una bomba de acuario). La calidad obtenida de esta manera es usualmente suficiente para la combustión del gas desulfurado en una unidad combinada de calor y energía. Sólo cuando hay variaciones considerables de concentración en el gas crudo es posible que ocurran concentraciones importantes de azufre, lo cual puede tener consecuencias adversas para la unidad de CHP. Por otro lado, este método no alcanza la calidad de gas natural ya que es difícil eliminar las concentraciones más elevadas de nitrógeno y oxígeno, que empeoran las propiedades de combustión del gas. Los valores característicos de la desulfuración biológica en el digestor se muestran en la Tabla 6.2. La Figura 6.1 presenta un ejemplo de una instalación.

6.1.1.2 Desulfuración biológica en reactores externos - proceso de filtración por goteo

Para evitar las desventajas mencionadas anteriormente, la desulfuración biológica también puede realizarse fuera del digestor utilizando el proceso de filtrado por goteo. Algunas compañías ofrecen columnas de desulfuración biológica para este propósito que se disponen en tanques separados. Esto hace posible cumplir con mayor exactitud con los parámetros necesarios para la desulfuración, como el suministro de aire / oxígeno. Para incrementar el efecto fertilizante del sustrato digerido, el azufre residual puede volver a añadirse al sustrato digerido en el tan-



Figura 6.1: Sistemas de control del gas por inyección de aire en el espacio de gas del digestor [DBFZ]

El proceso de filtración por goteo en el que se absorbe el sulfuro de hidrógeno con ayuda de un medio de limpieza (regeneración de la solución por mezcla de oxígeno atmosférico), puede alcanzar tasas de remoción de hasta 99%, lo cual puede resultar en concentraciones de gas residual de menos de 50 ppm de azufre [6-24]. Debido a la gran cantidad de aire introducido, aproximadamente 6%, este método no es conveniente para el procesamiento de bio-metano [6-5].

6.1.1.3 Limpieza bioquímica del gas - bio-limpiadores

En contraste con el proceso de filtrado por goteo y con la desulfuración interna, la bio-limpieza es el único proceso biológico que puede utilizarse para mejorar el biogás hasta la calidad de gas natural. El proceso de dos etapas consiste de una torre de relleno (absorción de H_2S por medio de una solución de soda cáustica diluida), un bio-reactor (regeneración de la solución de limpieza con oxígeno atmosférico) y un separador de azufre (descarga de azufre elemental). La regeneración separada significa que no se introduce aire al biogás. Aunque se puede eliminar las cargas muy altas de azufre (hasta 30.000 mg/m^3), con resultados similares a los de un sistema de filtración por goteo, esta tecnología es sólo conveniente para plantas con altos flujos de gas o altas cargas de H_2S debido al gran costo del equipamiento. La Tabla 6.4 muestra las características.

Tabla 6.3: Valores característicos y parámetros del proceso para las unidades externas de desulfuración biológica

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Es posible una eficiencia de remoción de por encima de 99% (por ejemplo, desde 6.000 ppm hasta < 50 ppm). • Disponible para todos los tamaños de plantas de biogás.
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Es conveniente con todos los sistemas de producción de biogás. • La desulfuración es gruesa. • La torre filtración por goteo no es conveniente para la alimentación.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Se puede ajustar el tamaño de acuerdo con la cantidad de sulfuro de hidrógeno que se libera en realidad. + Se puede lograr una optimización automatizada selectiva del sulfuro de hidrógeno por la gestión de los nutrientes, el suministro de aire y la temperatura. + No hay interferencia con el proceso a través de la introducción de oxígeno al digestor (ya que el aire se introduce fuera del digestor). + No se requiere uso de productos químicos. + Se puede re-acondicionar la tecnología. + Si la unidad es suficientemente grande, las fluctuaciones de gas de corto plazo no tienen impacto negativo en la calidad del gas.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Es necesario una unidad adicional con costos asociados (el óptimo térmico de unidad de filtración por goteo es de 28–32 °C). - Requiere mantenimiento adicional (suministro de nutrientes). - Posee unidades de filtración por goteo con excesiva introducción de aire al biogás.
Características especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Posee unidades de desulfuración externas.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Torres, tanques o contenedores hechos de plástico o acero, independientes, rellenos con medio de filtrado, a veces con lavado a contra corriente de emulsión de microorganismos (proceso de filtrado por goteo)
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • En algunos casos, se tiene que volver a llenar las emulsiones de microorganismos en largos intervalos o los medios de filtrado requieren reemplazo de largo plazo.



Figura 6.2: Torres externas de desulfuración biológica, a la derecha de un contenedor de gas [S&H GmbH & Co. Umweltengineering KG].

6.1.1.4 Precipitación del sulfuro

Esta forma de desulfuración química ocurre en el digestor. Como los métodos de desulfuración biológica, se usa para una desulfuración gruesa (se puede lograr valores de H_2S entre 100 y 150 ppm [6-35]). La adición de compuestos de hierro (dados en la Tabla 6.5) al digestor enlaza químicamente el azufre

en el sustrato de digestión, impidiendo por lo tanto que se libere azufre como sulfuro de hidrógeno. Dadas las características listada en la Tabla 6.5, este método es conveniente principalmente para las plantas de biogás relativamente pequeñas o para plantas con baja carga de H_2S (< 500 ppm) [6-35].

6.1.1.5 Adsorción en carbono activado

La adsorción en carbono activado, que se utiliza como una técnica de desulfuración fina, se basa en la oxidación catalítica del sulfuro de hidrógeno en la superficie del carbono activado. La tasa de reacción puede mejorarse y se puede incrementar la capacidad de carga impregnando o dosificando el carbono activado. Puede utilizarse yoduro de potasio o carbonato de potasio como material de impregnación. La desulfuración adecuada requiere la presencia de vapor de agua y oxígeno. Por lo tanto, el carbono impregnado activado no es conveniente para usarlo con gases sin aire. Sin embargo, el carbono activado dosificado (permanganato de potasio) que ha aparecido recientemente en el mercado puede utilizarse también para biogases libre de gases. Esto también mejora el desempeño de la desulfuración porque no hay bloqueo de los microporos [6-35].

Tabla 6.4: Valores característicos y parámetros del proceso para los limpiadores bioquímicos de gases externos

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Se puede utilizar con solución de soda cáustica o hidróxido de hierro. • Sistemas disponibles para flujos de gas entre 10 y 1.200 Nm³/h • Dependiendo de cómo el volumen de gas crudo y el tamaño de la planta correspondan entre sí, se puede lograr grados muy altos de purificación, por encima del 95%
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Es conveniente con todos los sistemas de producción de biogás. • Presenta desulfuración gruesa.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Se puede ajustar el tamaño de acuerdo con la cantidad de sulfuro de hidrógeno que se libera en realidad. + Se puede lograr una optimización automatizada selectiva del sulfuro de hidrógeno por la gestión de soluciones de limpieza y la temperatura. + No hay efecto negativo en el proceso como resultado de la introducción de oxígeno. + Se debe evitar la corrosión seria de los componentes en el espacio del gas del digestor (en comparación con la desulfuración biológica interna).
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Se necesita equipo adicional con costos asociados (solución de soda cáustica, agua dulce). - Se requiere productos químicos. - Se necesita agua dulce adicional para la dilución de la solución (no se necesita con hidróxido de hierro). - Se requiere mantenimiento adicional.
Características especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Aunque puede disponerse de la solución utilizada en una planta de tratamiento de aguas servidas, no hay problemas desde un punto de vista químico (se aplica sólo a la solución de soda cáustica). • Se requiere una unidad de desulfuración externa.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Como torres o tanques hechos de plástico, independientes, rellenos con medios filtrantes, con solución de lavado contra-corriente
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Los productos químicos necesitan rellenarse a intervalos prolongados. • El hidrógeno de hierro puede regenerarse repetidamente por aireación con el aire del ambiente, aunque la alta liberación de calor puede causar ignición.

Tabla 6.5: Valores característicos y parámetros del proceso para la desulfuración química interna, según [6-13]

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Las sustancias químicas utilizadas para la remoción puede ser sales de hierro (cloruro de hierro(III), cloruro de hierro(II), sulfato de hierro(II)) en forma sólida o líquida; también es conveniente usar mineral de hierro perhidratado. • Valor guía de acuerdo con [6-20]: además de 33 g Fe por m³
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Es conveniente con todos los sistemas de digestión húmeda. • La desulfuración es gruesa.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Posee muy buenas tasas de remoción. + No se requiere ninguna unidad adicional para la desulfuración. + No se requiere mantenimiento adicional. + Se puede dosificar las sustancias relativas a la masa del material de alimentación. + No hay efecto negativo en el proceso como resultado de la introducción de oxígeno. + Se debe evitar la corrosión seria de los componentes en el espacio del gas del digestor (en comparación con la desulfuración biológica interna). + Las fluctuaciones en la tasa de liberación de gas no disminuyen la calidad del biogás. + Este método con desulfuración fina corriente abajo es conveniente para alimentar biogás a la red.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Es difícil de hacer coincidir las dimensiones con el contenido de azufre del material de alimentación (a menudo es necesaria la sobre-dosificación). - Los costos de funcionamiento por consumo permanente de productos químicos son mayores. - Se requiere mayor inversión debido a mayores medidas de seguridad.
Características especiales	<ul style="list-style-type: none"> • La desulfuración química en el digestor se utiliza a veces cuando no basta la desulfuración biológica en el espacio de gas del digestor. • El sulfuro de hierro resultante puede causar un fuerte aumento de la concentración de hierro en el suelo luego de su aplicación a los campos.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Dosificación manual o automática por equipo de transporte adicional de pequeña escala • Introducción como solución o en forma de bolillas (pellets) y granos
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere poco o ningún mantenimiento.

Tabla 6.6: Valores característicos para la desulfuración por medio de carbono activado

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de carbono activado impregnado (yoduro de potasio, carbonato de potasio) o dosificado (permanganato de potasio).
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Es conveniente para todos los sistemas de producción de biogás. • Es conveniente para desulfuración fina con cargas de 150 a 300 ppm.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Posee muy buenas tasas de remoción (< 4 ppm es posible [6-25]). + La inversión es moderada. + No hay impacto negativo en el proceso como resultado de añadir oxígeno en el caso del carbono activado dosificado. + Se debe evitar la corrosión seria de los componentes en el espacio del gas del digestor (en comparación con la desulfuración biológica interna). + Es un método conveniente para la alimentación del biogás en la red.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - No conviene para biogás libre de oxígeno y libres de vapor de agua (excepto: carbono activado impregnado). - Ocasiona altos costos operativos debido a la regeneración costosa (vapor a temperaturas por encima de 450 °C [6-4]). - Presenta disposición del carbono activado. - No es posible el uso del azufre seleccionado.
Características especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza la desulfuración con carbono activado cuando se requiere gases especialmente bajos en azufre.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Torres de plástico o acero inoxidable, independientes, rellenas con carbono activado
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Se requiere reemplazo periódico del carbono activado.

6.1.2 Secado

Para que la utilización de gas se mantenga o desaparezca, y para cumplir con los requisitos de las etapas de purificación corriente abajo, se debe eliminar el vapor de agua del biogás. La cantidad de agua o de vapor de agua que puede contener el biogás depende de la temperatura del gas. La humedad relativa del biogás en el digestor es 100%, lo cual significa que el gas se satura con vapor de agua. Los métodos que se consideran para el secado del biogás son el secado por condensación, el secado por absorción (con gel de sílice, carbono activado) y el secado por adsorción (deshidratación por glicol). Estos métodos se explican brevemente a continuación.

6.1.2.1 Secado por condensación

El principio de este método se basa en la separación del condensado enfriando el biogás hasta por debajo del punto de rocío. El biogás se enfría a menudo en la tubería de gas. Si se instala la tubería de gas con una gradiente apropiada, el condensado se recolecta en un separador de condensado colocado en el punto más bajo de la tubería de gas. Si se entierra el tubo de gas, el efecto de enfriamiento es mayor. Para que el biogás se enfríe en el tubo de gas, sin embargo, el tubo tiene que

ser suficientemente largo para permitir un enfriamiento suficiente. Además de vapor de agua, también se elimina algunos otros elementos no deseados, como los gases solubles en agua y los aerosoles del biogás, junto con el condensado. Los separados del condensado deben drenarse a intervalos regulares por lo que deben ser de fácil acceso. Es esencial evitar que los separadores de condensado se congelen instalándolos en un lugar protegido del posible congelamiento. Se puede obtener enfriamiento adicional mediante transferencia de frío por agua fría. De acuerdo con [6-35], este método puede utilizarse para lograr puntos de rocío de 3 a 5 °C, lo que permite que se reduzca el contenido de vapor de agua hasta 0,15 vol. % (concentración inicial: 3,1 vol. %, 30 °C, presión ambiental). La compresión previa del gas puede mejorar aún más estos efectos. Este método es considerado como el más avanzado para la ulterior combustión del gas. Sin embargo, cumple sólo parcialmente con los requisitos de alimentación a la red de gas debido a que no satisface los requisitos de los Códigos de Práctica G260 y G262 de DVGW. Las técnicas de purificación adsorbtivas corriente abajo (adsorción de variación de presión, métodos de desulfuración adsorbtiva) pueden remediar este problema, a pesar de [6-35]. El secado de la condensación es conveniente para todas las tasas de flujo.

Tabla 6.7: Comparación de métodos de enriquecimiento de metano [6-5], [6-35]

Método	Modo de acción / características	Concentración con-seguible de CH ₄	Comentarios
Adsorción de va-riación de presión (PSA)	Alternancia de adsorción y de-sorción física por cambios en la presión	> 97%	En gran cantidad de proyectos implementados. Se re-quiere desulfuración previa y secado, poco alcance del sistema de regulación, mucha energía eléctrica, sin re-querimientos de calor, "slip" de metano elevado y no utilización de productos químicos de proceso.
Limpieza con agua	Adsorción física con agua como solvente; regeneración por re-ducción de presión.	> 98%	En gran cantidad de proyectos implementados. No se requiere desulfuración previa y secado corriente arriba, adaptación flexible a la tasa de flujo de gas, mucha ener-gía eléctrica, sin requerimientos de calor, "slip" de me-tano alto y no utilización de productos químicos de proceso.
Limpieza con ami-nas	Adsorción química utilizando licores de limpieza (aminas), re-generación con vapor de H ₂ O	> 99%	En algunos proyectos implementados. Para tasas bajas de flujo de gas, bajo requerimiento de energía de eléc-trica (proceso sin presión), muy altos requerimientos de calor, "slip" de metano mínimo, altos requerimientos de agentes de limpieza.
Limpieza con Ge-nosorb	Similar a la limpieza con agua pero utilizando Genosorb o (Se-lexol) como solvente.	> 96%	En pocos proyectos implementados. Aconsejable para plantas grandes en base a factores económicos, no se re-quiere desulfuración y secado corriente arriba, adapta-ción flexible a la tasa de flujo de gas, requerimientos de energía eléctrica muy altos, bajos requerimientos de ca-lor, "slip" de metano alto.
Métodos de sepa-ración por mem-brana	Con membranas de poros: gra-diente de presión para la sepa-ración de gas, de otro modo tasa de difusión de gases.	> 96%	En pocos proyectos implementados. Se requiere desul-furación previa y secado, altos requerimientos de ener-gía eléctrica, sin requerimientos de calor, "slip" de metano alto, sin productos químicos de proceso.
Métodos criogénicos	Licuefacción del gas por rectifi-cación, separación a baja tem-peratura.	> 98%	En situación de planta piloto. Se requiere desulfuración y secado previos, altos requerimientos de energía eléc-trica, muy bajo "slip" de metano, sin productos quími-cos de proceso.

6.1.2.2 Secado de adsorción

Se puede lograr resultados de secado significativa-mente mejores con procesos de adsorción, que funcio-nan sobre la base de zeolitos, geles de sílice u óxido de aluminio. En este caso son posibles puntos de rocío a -90 °C [6-22]. Los adsorbedores, que se instalan en una cama fija, se operan alternativamente a presión am-biental y de 6 a 10 bar, y son convenientes para tasas de flujo pequeñas o medianas [6-35]. Los materiales adsorberdadores se pueden regenerar por generación con o sin calor. En [6-22] o [6-35] se puede encontrar información más detallada sobre la regeneración. Gra-cias a los resultados obtenibles, este método es conve-niente para todos los posibles usos.

6.1.2.3 Secado de adsorción

La deshidratación de glicol es una técnica utilizada en el procesamiento del gas natural. Es un proceso adsor-

bente, y por lo tanto físico, para la inyección con-tra-flujo de glicol o glicol trietileno en el biogás en una torre absorbadora. Esto permite eliminar el vapor de agua y los hidrocarburos superiores del biogás crudo. En el caso de limpieza con glicol, la regeneración se lleva a cabo calentando la solución de limpieza a 200 °C, lo que hace que las impurezas se evaporen [6-37]. En la literatura [6-30] se señala que se puede al-canzar un punto de rocío de -100 °C . Desde un punto de vista económico, este método es conveniente para tasas de flujo relativamente altas (500 m³/h) [6-5], lo que hace que la alimentación de biogás sea la princi-pal opción de utilización ulterior.

6.1.3 Remoción del dióxido de carbono

La remoción del dióxido de carbono es una etapa ne-cesaria del procesamiento, sobre todo cuando el gas producto se alimentará ulteriormente a la red. La ma-yor concentración de metano hace posible ajustar las

propiedades de combustión a los valores requeridos en el Código de Práctica de DVGW. Desde 2006 operan en Alemania 38 plantas que alimentan biogás procesado a la red de gas natural. Tanto en Alemania como en otros países europeos, los métodos de procesamiento más comúnmente utilizados son la limpieza de agua y la adsorción por variación de la presión, seguidos de la limpieza química. Los factores que determinan la elección del método son las propiedades del gas, la calidad conseguible del gas producido, las pérdidas de metano y, finalmente, los costos de procesamiento, todos los cuales pueden variar dependiendo de las circunstancias locales. Las características clave de los métodos de procesamiento se resumen en la Tabla 6.7 y se explican en más detalle con las secciones siguientes.

6.1.3.1 Adsorción de variación de presión (PSA)

La adsorción de variación de presión (PSA) es una técnica que utiliza carbono activado, tamices moleculares (zeolitos) y tamices moleculares de carbono para la separación física de los gases. Este método se considera de avanzada y se aplica frecuentemente. Se ha ejecutado muchos proyectos con esta tecnología hasta la fecha, especialmente en Alemania. Dependiendo de la duración de los cuatro ciclos para la adsorción (es decir, asimilación de vapor de H_2O y CO_2 a una presión de aproximadamente 6 a 10 bar), desorción (por alivio de la presión), evacuación (es decir, desorción adicional por limpieza con gas crudo o gas producto) y acumulación de la presión, en las plantas de procesamiento de biogás se conectan entre cuatro y seis adsorbedores en paralelo. Esta configuración de planta logra rendimientos de CH_4 de alrededor de 97 vol. %. El rendimiento de metano puede incrementarse a un costo adicional incluyendo ciclos de lavado adicionales con gas crudo y / o gas producto y re-circulación parcial del gas residual corriente arriba del compresor. Si se usa el sistema correctamente, la vida útil de los adsorbentes es casi ilimitada, aunque esto requiere que el gas crudo esté libre de azufre y seco. Si no, el agua, el sulfuro de hidrógeno y cualquier otro componente menor sería adsorbido en los tamices de carbono molecular y la eficiencia de la separación de PSA quedaría permanentemente afectada o la separación se podría paralizar completamente. La demanda total de energía es bastante baja en comparación con otros métodos, aunque la demanda de energía eléctrica es relativamente alta debido a los cambios constantes de presión. Otra ventaja es que este método es ideal para capacidades reducidas. La desventaja de

PSA es que, en el presente, existen pérdidas de metano relativamente altas en la corriente de aire de escape (aproximadamente 1-5%). En vista del considerable impacto del metano como gas de efecto invernadero, se requiere pos-oxidación del aire de escape.

6.1.3.2 Limpieza con agua

La limpieza con agua a elevada alta presión es el método más difundido para el procesamiento del biogás en Europa (aproximadamente 50% de todas las plantas). Utiliza distintas solubilidades de CH_4 y CO_2 en agua. El biogás pre-tratado (es decir, luego de la remoción de cualquier pequeña gota de agua que entre desde el digestor o por presencia de bruma en el relleno de grava) se comprime primero a 3 bar y en una etapa posterior a alrededor de 9 bar antes de que fluya en contra-flujo a través de la torre de adsorción cargada de H_2O (reactor de cama de goteo) [6-5]. En la torre, el sulfuro de hidrógeno, el dióxido de carbono y el amoníaco, así como cualquier material particulado y microorganismo del gas crudo, se disuelven en el agua. Estas sustancias son eliminadas del sistema cuando luego se reduce la presión del agua. Con este método no es necesaria la desulfuración ni el secado corriente arriba. Una ventaja adicional del método es su alto grado de flexibilidad. No solamente se pueden controlar la presión y la temperatura sino también la tasa de procesamiento de la planta (ajustable entre 40 % y 100 % de la capacidad nominal) dependiendo de la concentración de CO_2 del gas crudo [6-5]. Otros aspectos positivos son la operación continua y completamente automática, la facilidad de mantenimiento, la capacidad de procesar gas saturado con humedad (posible por secado posterior), confiabilidad probada en el campo, co-absorción de H_2S y NH_3 y uso de agua como absorbente (de libre disposición, seguro y de bajo costo) [6-5]. Las desventajas del método son el gran requerimiento de potencia y el “slip” de metano relativamente alto (aproximadamente 1%), lo cual significa que se requiere pos-oxidación.

6.1.3.3 Limpieza química (amina)

La limpieza con amina es un proceso absorción química en que el biogás no presurizado entra en contacto con un líquido de limpieza y el dióxido de carbono se transfiere al medio de limpieza. Los medios limpieza utilizados a menudo para la remoción de CO_2 son la monoetanolamina (MEA) (en procesos de baja presión y donde la única sustancia por eliminar es el CO_2) y





Figura 6.3: Planta de tratamiento de biogás (limpieza con Genosorb) en Ronnenberg [Urban, Fraunhofer UMSICHT]

dietanolamina (DEA) (en procesos de alta presión sin regeneración). Para la separación del CO_2 y H_2S se utiliza la metildietanolamina (MDEA) o a veces trietanolamina (TEA) [6-5]. Para recuperar el agente de limpieza, se cuenta con una etapa de desorción o regeneración corriente abajo de la etapa de absorción, normalmente con vapor de agua. Esto da como resultado una alta demanda de energía térmica, que es la principal desventaja de este proceso. El mayor potencial para la optimización de esta tecnología, por lo tanto, reside en la implementación de los conceptos de calentamiento inteligente. El consumo continuo de solvente como resultado de la regeneración incompleta es otra desventaja. Por otro lado, la limpieza con aminas tiene la ventaja de que el gas del producto es de muy alta calidad ($> 99\%$) y puede obtenerse con un "slip" de metano muy bajo ($< 0,1\%$). En el pasado, este proceso ha sido utilizado sólo ocasionalmente en Alemania y Europa, pero ahora en Alemania en particular, el número de plantas de limpieza con aminas está creciendo. La limpieza con aminas se utiliza principalmente para tasas de flujo bajas y en lugares con fuentes de calor convenientes.

6.1.3.4 Limpieza física (Selexol, Genosorb)

El proceso de Genosorb, que es un desarrollo posterior del proceso de Selexol, funciona de acuerdo con un principio similar al de la limpieza con agua en alta presión. En vez del agua, en este caso es una solución de limpieza (Genosorb) la que se pone en contacto con el biogás a 7 bar. Además del dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno, el proceso también puede utilizarse para eliminar agua. La limpieza con Genosorb es, por lo tanto, el único método capaz de eliminar las tres impurezas en un solo paso del proceso. Por razones económicas, sin embargo, tiene sentido usar biogás desulfurado y seco. La regeneración de la solución de limpieza se hace a $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ por reducción de la presión por pasos y posterior limpieza con aire ambiente. El calor requerido se obtiene extrayendo el calor residual de la compresión de gas, de acuerdo con [6-35]. El fabricante cita una cifra de 1 a 2% para el "slip" de metano, lo cual requiere tratamiento posterior con la ayuda de una etapa de oxidación térmica. Desde un punto de vista energético, este método tiene un requerimiento de energía ligeramente más

alto que el de limpieza con agua o el de adsorción por variación de presión [6-35].

6.1.3.5 Procesos de membranas

La tecnología de membranas es un enfoque relativamente nuevo en el procesamiento de biogás y actualmente está todavía en la etapa de desarrollo, aunque ya se encuentran en uso algunos sistemas de separación por membranas (por ejemplo, en Austria y Kisslegg-Rahmhaus). En términos de ingeniería de procesos, las técnicas de membranas separan metano y otros componentes del gas haciendo uso de las distintas tasas de difusión de las moléculas de gas de varios tamaños. El metano, que es una molécula relativamente pequeña, se difunde más rápidamente a través de la mayoría de membranas que el dióxido de carbono o el sulfuro de hidrógeno, por ejemplo. La pureza del gas puede ajustarse eligiendo el tipo de membrana, la superficie de la membrana, la tasa de flujo y el número de etapas de separación.

6.1.3.6 Separación criogénica

El procesamiento criogénico del gas (es decir, la separación de CH_4 y CO_2 a baja temperatura) incluye no sólo la rectificación (licuefacción del gas), en la que se produce CO_2 líquido, sino también separación de baja temperatura, lo que causa que el CO_2 se congele [6-5]. Técnicamente ambos son procesos muy exigentes que requieren desulfurar y secar el gas previamente. Estos procesos no han sido intentados y probados en el campo, especialmente en aplicaciones para biogás. El problema mayor con el método es la gran cantidad de energía que exigen. Sin embargo, las calidades de gas que se pueden lograr (> 99%) y las bajas pérdidas del metano (< 0,1%) sugieren que valdría la pena un mayor desarrollo.

6.1.4 Remoción del oxígeno

Eliminar el oxígeno del biogás crudo puede ser importante cuando se debe alimentar bio-metano a la red de gas natural. Además de los Códigos de Práctica de DVGW, también es necesario en este caso tomar en cuenta los acuerdos transnacionales. Los métodos de procesamiento mejor establecidos al respecto son la remoción catalítica con catalíticos de paladio-platino y quimisorción con contactos de cobre. En [6-35] se proporciona mayor información.

6.1.5 Remoción de otros gases de traza

Los gases de traza que se encuentran en el biogás incluyen el amoníaco, siloxanos y BTX (benceno, tolueno, xileno). No se esperan altos niveles de estas sustancias en plantas de biogás agrícola. En general, las cargas están por debajo de los niveles estipulados por los Códigos de Práctica de DVGW [6-35], y en efecto son detectables sólo en unos cuantos casos. Aparte de eso, estas sustancias también se eliminan en el curso de los procesos de purificación descritos anteriormente de desulfuración, secado y enriquecimiento de metano.

6.1.6 Mejoramiento para alcanzar la calidad de gas natural

Cuando el biogás se va a alimentar a una red, habiendo pasado a través de las etapas de purificación individuales, el biogás tratado debe ajustarse finalmente para satisfacer las especificaciones requeridas de gas natural. Aunque éstas están determinadas por las propiedades del gas natural disponible, en lo que respecta al productor de biogás lo que cuenta es cumplir con los Códigos de Práctica de DVGW, G 260 y G 262. Sin embargo, es el operador de la red el responsable del ajuste fino así como de los costos operativos permanentes (para mayor información, ver la Sección 7.4.3). Los puntos que deben tomarse en consideración en esta etapa se explican a continuación.

6.1.6.1 Odorización

Como el bio-metano, que es inodoro, se debe detectar por los sentidos en caso de una fuga, se tiene que añadir continuamente odorantes. Para este propósito se usa principalmente compuestos orgánicos sulfurados como los mercaptanos o los tetrahidrotiofenos (THT). Sin embargo, en años recientes, ha habido una tendencia discernible hacia los agentes odorizantes libres de azufre, por razones ecológicas y técnicas. Se puede mezclar los odorantes por inyección o a través de un sistema de by-pass. El Código de Práctica de DVGW G 280-1 proporciona detalles precisos de la tecnología para monitorizar la odorización.

6.1.6.2 Ajuste de valores caloríficos

El bio-metano que se alimenta a la red debe tener las mismas propiedades de combustión que el gas natural en la tubería. Las medidas de estas propiedades incluyen el valor calorífico (valor de calentamiento), la den-



sidad relativa y el índice Wobbe. Estos valores deben caer dentro de los rangos permisibles, aunque la densidad relativa puede exceder temporalmente el valor máximo relativo y el índice Wobbe puede caer temporalmente por debajo de su valor mínimo permitido. Los Códigos de Práctica G 260 y G 685 de DVGW proporcionan detalles precisos. Se puede lograr el ajuste de estos parámetros añadiendo aire (si el valor calorífico del biogás es demasiado alto) o gas licuado, usualmente una mezcla de propano-butano (si el valor calorífico del biogás es demasiado bajo). Se evita la mezcla de gas licuado primero que nada por el riesgo de su re-licuefacción en aplicaciones de alta presión conectadas con la red (tanques de almacenamiento, estaciones de llenado de CNG) y, en segundo lugar, por las estipulaciones establecidas en el Código de Práctica G 486 de DVGW. Debido de los límites de los métodos matemáticos utilizados para la conversión, las cantidades máximas de propano y butano que se deben añadir se restringen a 5 y 1,5 mol% respectivamente.

6.1.6.3 Ajuste de presión

Se requiere una presión que esté ligeramente por encima de la presión de la red para inyectar el bio-metano en los distintos niveles de la red. Los posibles niveles de inyección son redes de baja presión ($< 0,1$ bar), redes de presión media (0,1 a 1 bar) y redes de presión alta (1 bar o más). Las presiones de 16 bar o más se conocen como super-presiones [6-5]. A menudo se utiliza compresores de tornillo o compresores reciprocantes para la compresión del biogás. Se debe notar que algunos procesos (PSA, limpieza con agua) ya entregan el biogás tratado a una presión operativa de 5 a 10 bar, lo cual significa que, dependiendo de la presión de la red, puede no haber ninguna necesidad de contar con una estación adicional de compresores.

6.2 Utilización para calor y energía combinados

El calor y la energía combinados (CHP), o co-generación, es la generación simultánea de calor y electricidad. Dependiendo de las circunstancias, se puede distinguir entre las plantas de CHP para potencia y para calor. Debería escogerse normalmente el tipo dirigido al calor, debido a su mayor eficiencia. En casi todos los casos, esto significa utilizar unidades de CHP en paquetes, pequeñas, con motores de combustión interna acoplados a un generador. Los motores funcionan a una velocidad constante de tal manera que el genera-

dor acoplado directamente puede suministrar potencia compatible con la frecuencia del sistema. En el futuro, para impulsar el generador también será posible usar micro-turbinas de gas, motores Stirling o celdas de combustible como alternativas a los motores convencionales de ignición por piloto y a los motores de gas de ignición por chispa.

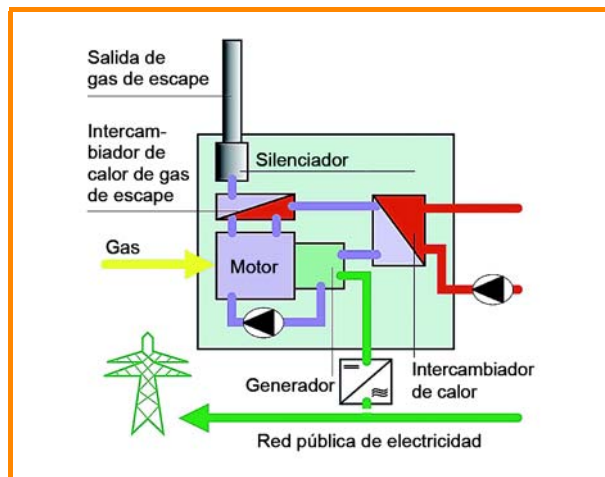


Figura 6.4: Diseño esquemático de una unidad de CHP [ASUE]



Figura 6.5: Unidad de CHP de biogás, módulo compacto independiente con bengala de emergencia [Haase Energietechnik AG]

6.2.1 Unidades de CHP pequeñas en paquete con motores de combustión interna

Además de un motor de combustión interna y del generador que corresponda, un módulo de CHP consiste de sistemas de intercambio de calor para la recu-

peración de energía térmica del gas de escape, agua de enfriamiento y circuitos de aceite de lubricación, sistemas hidráulicos para la distribución del calor y conmutación eléctrica, así como equipo de control para la distribución de la potencia y el control de la unidad de CHP. Los motores utilizados en dichas unidades son ya sea de gas de ignición por chispa o motores de gas de ignición por piloto. Mientras que los últimos se usaban más comúnmente en el pasado, dos o tres nuevas plantas se han equipado con motores de gas de ignición por chispa, que se operan de acuerdo con el principio Otto sin petróleo adicional para ignición; la única diferencia está en la compresión. El diseño esquemático de una unidad de CHP de biogás y un ejemplo de una planta se muestran en las Figuras 6.4 y 6.5 respectivamente.

6.2.1.1 Motores de gas de ignición por chispa

Los motores de gas de ignición por chispa son motores que operan de acuerdo con el principio de Otto y que han sido especialmente desarrollados para funcionar con gas. Para minimizar las emisiones con óxido de nitrógeno, los motores funcionan como motores de mezcla pobre con fuerte superávit de aire. En el modo de mezcla pobre se puede convertir menos combustible en el motor, lo cual resulta en una reducción en la potencia. Esto se compensa turbo-cargando el motor utilizando un turbo cargador de escape. Un motor de gas de ignición por chispa se basa en una concentración mínima de aproximadamente 45% de metano en el biogás. Si la concentración de metano es menor, el motor se detiene.

Si no se dispone de biogás, un motor de ignición con chispa de gas también puede funcionar con otros tipos de gas, como el gas natural [6-12]. Esto puede ser útil, por ejemplo, para arrancar la planta de biogás de modo que se pueda hacer que el calor de proceso necesario esté disponible gracias al calor residual del motor. Además del tren de control de gas para el biogás, se debe instalar un tren de control separado para el gas sustituto.

Los parámetros clave de los motores de gas de ignición por chispa relevantes para su utilización con biogás se muestran en la Tabla 6.8.

6.2.1.2 Motores de gas de ignición por piloto

Los motores de gas de ignición por piloto operan de acuerdo con el principio de un motor diesel. No siempre están diseñados especialmente para funcionar con gas y, por tanto, tienen que modificarse. Se añade el

biogás al aire de combustión por medio de un mezclador de gas y se enciende con el petróleo de ignición, que es alimentado a la cámara de combustión por un sistema de inyección. Usualmente la concentración de petróleo de ignición representa entre el 2 y 5% de la energía combustible suministrada. Debido a la cantidad relativamente pequeña de petróleo de ignición inyectado, la ausencia de boquillas de inyección para el enfriamiento significa que existe el riesgo de que sufran de coqueo [6-12] y, por lo tanto, se desgasten más rápidamente. Los motores de gas de ignición por piloto también se operan con altos niveles de exceso de aire. La carga se regula controlando la cantidad de petróleo de ignición o gas suministrados.

Si no se dispone de suministro de biogás, los motores de gas por ignición con piloto pueden funcionar con petróleo o diesel de ignición. El cambio a combustibles de reemplazo puede hacerse sin dificultad y puede ser necesario cuando se arranca la planta de biogás para suministrar calor al proceso.

De acuerdo con la Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG), sólo los petróleos de ignición de fuentes renovables, como el metiléster de colza u otros tipos aprobados de biomasa, se pueden considerar para usarlos como petróleo de ignición. Sin embargo, se debe cumplir con los requisitos de calidad de los fabricantes del motor. La Tabla 6.9 muestra los valores característicos y parámetros del proceso de los motores de gas por ignición con piloto.

6.2.1.3 Reducción de contaminantes y tratamiento del gas de escape

Las plantas de motores de combustión estacionarios diseñados para uso con biogás se clasifican como aptas para la licencia según las disposiciones de la Ley de Control de la Contaminación de Alemania (BImSchG) si el insumo térmico calificado es de 1 MW o más. Las Instrucciones Técnicas sobre el Control de Calidad del Aire (TA Luft) especifican normas de emisión relevantes que se debe cumplir. Si el insumo térmico calificado instalado es menor de 1 MW, la planta no es apta para recibir autorización según BImSchG. En este caso, los valores especificados en las Instrucciones Técnicas sobre el Control de Calidad del Aire deben utilizarse como fuente de información cuando se realiza verificaciones para determinar si los operadores cumplen los requisitos. Existe, por ejemplo, la obligación de minimizar los impactos ambientales dañinos inevitables utilizando tecnología avanzada, aunque las autoridades que otorgan las licencias hacen cumplir este requisito de diferentes maneras



Tabla 6.8: Valores característicos y parámetros del proceso de los motores de gas de ignición por chispa

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • Producción de electricidad de hasta > 1 MW, rara vez por debajo de 100 kW • Eficiencias eléctricas de 34 a 42% (para producción de electricidad medida de > 300 kW) • Vida útil: aproximadamente 60.000 horas operativas • Se puede utilizar con una concentración de metano de aproximadamente 45% o mayor.
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Esencialmente es conveniente para cualquier planta de biogás, pero las plantas de mayor tamaño operan con mayor economía.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + Está especialmente diseñado para funcionar con gas. + En general se cumple con las normas de emisión (sin embargo, es posible que se exceda los límites de emisión del formaldehído). + Produce bajo costo de mantenimiento. + La eficiencia general es mayor que la de los motores de gas por ignición con piloto.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Inversión de capital inicial es ligeramente mayor en comparación con los motores de gas por ignición con piloto. - Los costos son más altos debido a pequeña escala de producción. - La eficiencia eléctrica es menor que en los motores de gas de ignición por piloto en el rango de producción de energía más bajo.
Características especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Se debe instalar un enfriador de emergencia para evitar el sobre-calentamiento cuando baja la demanda de calor. • Es posible y recomendable regular la potencia en función de la calidad del gas.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Como unidad independiente bajo techo o como unidad dentro de un contenedor compacto
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Ver sección sobre mantenimiento.

Tabla 6.9: Valores característicos y parámetros del proceso para los motores de gas de ignición por piloto

Valores característicos	<ul style="list-style-type: none"> • De 2 a 5% de concentración de petróleo de ignición para la combustión. • Producción de electricidad de hasta aproximadamente 340 kW. • Vida útil: aproximadamente 35.000 horas operativas • Eficiencias eléctricas de 30 a 44% (las eficiencias de alrededor del 30% son sólo para las plantas pequeñas).
Conveniencia	<ul style="list-style-type: none"> • Esencialmente es conveniente para cualquier planta de biogás pero las plantas de mayor tamaño operan con mayor economía.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> + El uso de motores estándar es económico y efectivo. + La eficiencia eléctrica es más alta en comparación con los motores de gas de ignición por chispa en el rango de producción de energía más bajo.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - El coque de las boquillas de inyección origina mayores emisiones de gas de escape (NO_x) y exige mantenimiento más frecuente. - Los motores no están diseñados específicamente para el biogás. - La eficiencia general es menor que en los motores de gas de ignición por chispa. - Se requiere un combustible adicional (petróleo de ignición). - Las emisiones contaminantes exceden a menudo las normas especificadas en las Instrucciones Técnicas sobre el Control de Calidad del Aire. - Posee corta vida útil.
Características especiales	<ul style="list-style-type: none"> • Se debe instalar un enfriador de emergencia para evitar el sobre-calentamiento cuando baja la demanda de calor. • Es posible y recomendable regular la potencia en función de la calidad del gas.
Diseños	<ul style="list-style-type: none"> • Como unidad independiente bajo techo o como unidad dentro de un contenedor compacto
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Ver sección sobre mantenimiento.

[6-33]. Las normas de emisión especificadas en las Instrucciones Técnicas sobre el Control de Calidad del Aire distinguen entre motores de gas de ignición por piloto y motores de gas de ignición por chispa. Los límites requeridos de acuerdo con las Instrucciones Técnicas sobre el Control de Calidad del Aire del 30 de julio de 2002 se presentan en la Tabla 6.10.

Suministrar gas combustible tratado exhaustivamente puede ayudar a minimizar las concentraciones de contaminantes en el gas de escape. Por ejemplo, el dióxido de azufre resulta de la combustión del sulfuro de hidrógeno (H_2S) contenido en el biogás. Si las concentraciones de los constituyentes en trazas indeseables en el biogás son bajas, las concentraciones de sus

Tabla 6.10: Normas de emisión especificadas por las Instrucciones Técnicas sobre el Control de Calidad del Aire del 30 de julio de 2002 para las plantas con motores de combustión de acuerdo con el ítem No. 1.4 (inclusive 1.1 y 1.2), IV Regulación de Implementación de la Ley de Control de la Contaminación de Alemania (4. BImSchV) [6-16]

Contaminante	Unidades	Motores de gas de ignición por chispa		Motores de gas de ignición por piloto	
		Insumo térmico medido			
		< 3 MW	≥ 3 MW	< 3 MW	≥ 3 MW
Monóxido de carbono	mg/m³	1.000	650	2.000	650
Óxido de nitrógeno	mg/m³	500	500	1.000	500
Dióxido de azufre y trióxido de azufre como dióxido de azufre	mg/m³	350	350	350	350
Total de materiales particulados	mg/m³	20	20	20	20
Sustancias orgánicas: formaldehído	mg/m³	60	20	60	60

productos de combustión en el gas de escape también serán bajas.

Para minimizar las emisiones de óxido de nitrógeno, se hace funcionar los motores en el modo de mezcla pobre. Gracias al funcionamiento con mezcla pobre es posible bajar la temperatura de combustión y reducir así la formación de óxidos de nitrógeno.

Los convertidores catalíticos no se utilizan normalmente con unidades de CHP energizadas por biogás. Las sustancias acompañantes contenidas en el biogás, como el sulfuro de hidrógeno, provocan que los convertidores catalíticos se desactiven y queden dañados irreparablemente.

Los motores de gas de ignición por chispa con mezcla pobre normalmente no tienen problemas para cumplir con las normas de emisión demandadas por las Instrucciones Técnicas sobre el Control de Calidad del Aire. Los motores de gas de ignición por piloto generalmente tienen niveles de emisión más bajos que los motores de gas de ignición por chispa. Particularmente el óxido de nitrógeno (NO_x) y monóxido de carbono (CO) pueden exceder los límites de emisiones establecidos en las Instrucciones Técnicas sobre el Control de Calidad del Aire para circunstancias determinadas. Debido a que se usa petróleo de ignición para los motores, el gas de escape contiene partículas de hollín [6-33], [6-7], [6-26]. Los resultados recientes indican que a menudo existen problemas para cumplir con las normas de emisiones de formaldehído [6-15]. Existen sistemas de pos-oxidación y filtros de carbono activado para asegurar que se cumpla con las normas de emisión de las Instrucciones Técnicas sobre el Control de la Calidad del Aire y la EEG de 2009 (40 mg/m³), aunque hasta el momento el uso de dicho equipo no está muy difundido.

6.2.1.4 Generadores

Se usa generadores sincrónicos o asincrónicos (inducción) en unidades de calor y energía combinados. Debido a un alto consumo de corriente reactiva, tiene sentido usar generadores asincrónicos solamente en unidades con una medida menor a 100 kW_{el} [6-27]. En consecuencia, los generadores asincrónicos se utilizan normalmente en las plantas de biogás.

6.2.1.5 Eficiencias eléctricas y producto

La eficiencia de una unidad combinada de calor y energía es una medida de la eficiencia de la conversión de la energía suministrada. La eficiencia general está compuesta por una combinación de eficiencia eléctrica y térmica, y normalmente está entre 80 y 90%. En el caso ideal, por lo tanto, el 90% del insumo térmico medido puede utilizarse para la conversión de energía.

El insumo térmico medido se calcula de la manera siguiente:

$$\dot{Q}_F = (\dot{v}_B \cdot H_i)$$

Ecuación 6-1: \dot{Q}_F = insumo térmico medido [kW]; \dot{v}_B = tasa de flujo de biogás [m³/h]; H_i = valor calorífico del biogás [kWh/m³]

Como regla práctica para los motores de ignición con chispa de gas y de gas de ignición con piloto, se puede asumir que la eficiencia eléctrica y térmica aportan el 50% de la eficiencia general cada uno. La eficiencia eléctrica está constituida por la eficiencia mecánica del motor y por la eficiencia del generador y se obtiene multiplicando las dos eficiencias. La Figura 6.6 mues-

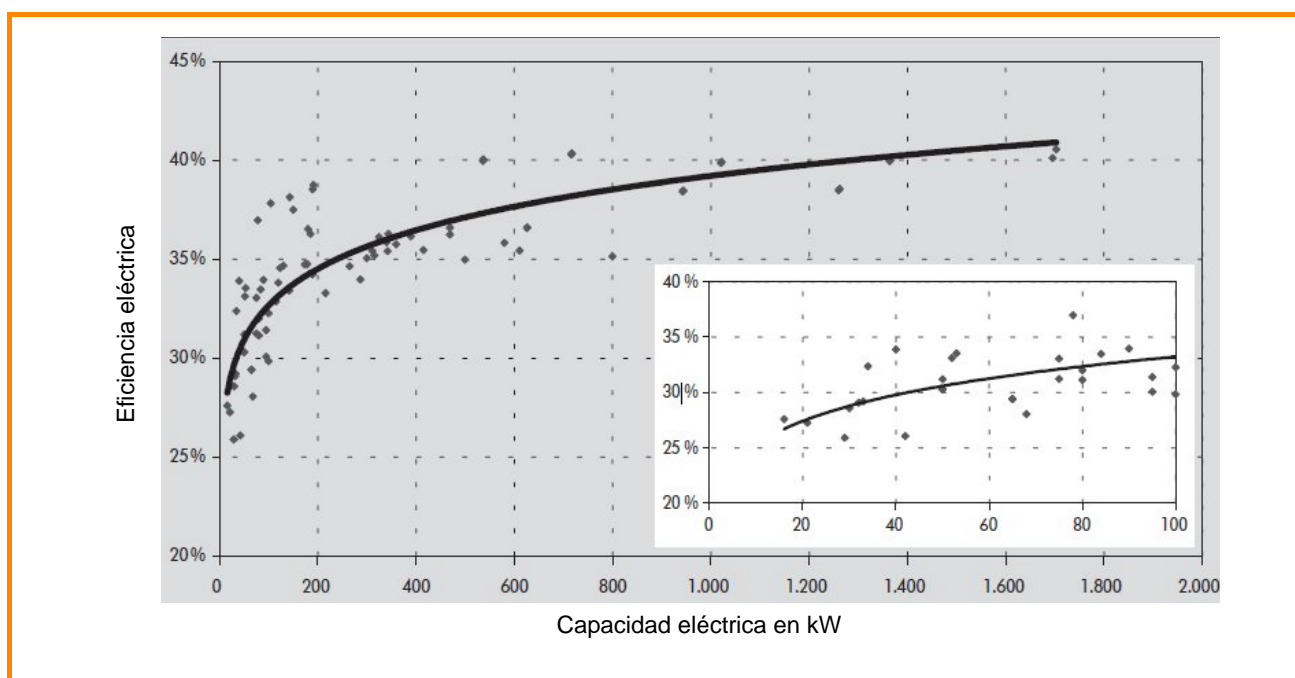


Figura 6.6: Eficiencia eléctrica de las unidades de CHP de biogás [6-41]

tra una visión de conjunto de las eficiencias alcanzables.

Las eficiencias eléctricas de las unidades de CHP energizadas por motores de gas de ignición por piloto fluctúan entre 30 y 43%. Por lo menos en el rango más bajo de producción de energía, las eficiencias de éstas últimas son más altas que las de las unidades de CHP energizadas por motores de gas de ignición por chispa para una misma producción de electricidad. Las eficiencias eléctricas de unidades de CHP energizadas por motores de gas de ignición por chispa fluctúan entre 34 y 40%. Las eficiencias eléctricas de motores de gas de ignición por piloto y motores de ignición con chispa de gas se elevan con producción de electricidad creciente. Como las eficiencias las calculan los fabricantes de unidades de CHP en condiciones de banco de pruebas (operación continua con gas natural), las cifras obtenidas en una operación real de una planta de biogás generalmente son más bajas que los valores del fabricante. En particular debe notarse que en la práctica es extremadamente raro poder funcionar continuamente a plena carga y que las eficiencias de operación con carga parcial serán menores que con carga total. Esta dependencia es específica a la unidad y se puede deducir de las respectivas hojas de datos técnicos.

Una multiplicidad de factores puede influir en la eficiencia eléctrica, el desempeño y las emisiones de gases nocivos de una unidad de CHP. En particular, no sólo los componentes de motores, como bujías, petróleo

de motor, válvulas y pistones, sino también los filtros de aire, los filtros de gas y filtros de aceite están sujetos a desgaste por envejecimiento. Los componentes que se desgastan deben reemplazarse a intervalos regulares para prolongar la vida útil de la unidad de CHP. Los intervalos necesarios de mantenimiento normalmente los especifican los fabricantes de la unidad de CHP. La manera en que se configura la unidad de CHP, como la proporción de lambda, el tiempo de ignición y la separación entre las válvulas, también influye no solamente en la eficiencia y la producción de electricidad, sino también en el nivel de emisiones de gases nocivos. El desempeño de las operaciones de mantenimiento y ajuste es la responsabilidad del operador de la planta. Este trabajo se puede realizar a través del operador de la planta o tercerizar por medio de un contrato de mantenimiento con un equipo de servicio del fabricante de la unidad de CHP u otro proveedor. En términos generales, se puede afirmar que, si se configura la unidad de CHP dentro del rango de normas de emisión especificadas en las Instrucciones Técnicas sobre el Control de Calidad del Aire, esto tendrá una influencia considerable en la calidad de combustión, producción de electricidad y eficiencia eléctrica [5-26].

6.2.1.6 Extracción de calor

Para utilizar el calor producido durante la generación de electricidad, es necesario extraer el calor utilizando intercambiadores de calor. En una unidad de CHP

energizadas por un motor de combustión interna, el calor se produce en varias temperaturas. La mayor cantidad de calor puede obtenerse del sistema de agua de enfriamiento del motor. El nivel de temperatura disponible aquí significa que se puede utilizar para proveer energía de calefacción o energía de proceso. La Figura 6.7 muestra un distribuidor de calor. En la mayoría de los casos, se utiliza intercambiadores de calor de plato para extraer el calor del circuito de agua de enfriamiento [6-13]. El calor extraído se distribuye entonces a los circuitos de calentamiento individuales por medio de un distribuidor.



Figura 6.7: Distribuidor de calor [MT-Energie GmbH]

La temperatura del gas de escape está entre 460 y 550 °C. Se utiliza intercambiadores de calor de gas de escape de acero inoxidable, usualmente bajo la forma de intercambiadores de calor de casco y tubo, para la extracción del calor residual del gas de escape [6-13]. Los medios de transferencia de calor utilizados normalmente incluyen el vapor a varias presiones, el agua caliente y el petróleo térmico.

Los propios requerimientos de calor de la planta pueden satisfacerse muy rápidamente con el calor residual de la unidad de CHP. Como regla general, dichos requerimientos son altos en invierno, mientras que en verano el enfriador de emergencia tiene que disipar la mayoría del calor excedente, a menos que se pueda utilizar el calor externamente. Además del calor necesario para calentar el digestor, lo cual representa entre el 20 y el 40% del total de calor producido, también es posible, por ejemplo, calentar espacios de trabajo o locales residenciales. Las unidades de CHP son plenamente compatibles con sistemas de calentamiento estándar y, por lo tanto, pueden fácilmente conectarse con un circuito de calentamiento. En caso de avería de una unidad de CHP, se debe contar con un

caldero de calefacción, que suele estar disponible de todas maneras, como reserva para operación de emergencia.

Además de otros usos del calor in situ (por ejemplo, el calentamiento del establo de vacas o el enfriamiento de la leche), el suministro de calor a demandantes externos fuera del fundo agrícola también pueden ser un negocio exitoso. Dados los crecientes costos de sustratos para recursos renovables, puede ser el caso que vender el calor sea la única manera de hacer que una planta genere utilidades. Este proceso goza de un bono de asistencia de CHP según la Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG). Las plantas existentes reciben 2 centavos por kWh de electricidad generada si el calor se utiliza de acuerdo con las disposiciones de la EEG de 2004. Para las plantas nuevas, este bono se eleva a 3 % por kWh si el calor se utiliza de acuerdo con la Lista Positiva de la EEG de 2009. Esta condición se aplica también a las plantas en operación que cumplen con la EEG de 2009.

Si hay un buen mercado para el calor, también puede tener sentido ahorrar calor mejorando el aislamiento del digestor o haciendo que el insumo de calor en el digestor sea más eficiente. Si la intención es vender calor, sin embargo, debe recordarse que en algunos casos se requiere continuidad del suministro de calor, por lo que se debe tomar en cuenta los intervalos de mantenimiento y tiempos de parada de la planta. Los usuarios potenciales del calor serán instalaciones comerciales o municipales cercanas (empresas hortícolas, granjas de piscicultura, plantas de secado de madera, etc.) o edificios residenciales. Existe un potencial particular para la utilización del calor en los procesos de mejoramiento y secado, lo cual requiere un gran insumo de energía térmica. Otra alternativa es el enfriamiento, calor y energía combinados (ver 6.2.5.2).

6.2.1.7 Tren de control de gas

Para que un motor de gas pueda hacer uso eficiente del biogás, el gas tiene que cumplir con ciertos requisitos en términos de sus propiedades físicas. En particular estos incluyen la presión en la que se suministra el biogás al motor de gas (usualmente 100 mbar) y tasa de flujo definida. Si no se cumple con estos parámetros, por ejemplo si se libera una cantidad insuficiente de gas en el digestor, los motores operan sólo con carga parcial o se paran. Para mantener las configuraciones tan constantes como sea posible y cumplir con los requisitos de seguridad, se instala un tren de control de gas directamente corriente arriba de la unidad de CHP.

El tren de control de gas, incluyendo toda la tubería de gas, debe ser aprobado de acuerdo con las pautas de DGVW (Asociación Técnica y Científica Alemana para el Gas y el Agua). Todos los tubos de gas deben identificarse ya sea con color amarillo o con flechas amarillas. El tren de control debe contener dos válvulas que se cierran automáticamente (válvulas solenoides), una válvula de cierre fuera de la habitación de instalación, un arrestador de llama y un monitor de vacío. Conviene incluir un medidor de gas en el tren de control de gas (para medir la cantidad de gas) y un filtro fino para eliminar las partículas del biogás. Si es necesario, se instala también una compresora en el tren de gas. En la Figura 6.8 se muestra un ejemplo de un tren de control de gas.

Cuando se instala los tubos de gas, es particularmente importante incluir los drenes de condensado, ya que incluso pequeñas cantidades de condensado pueden bloquear la tubería de gas cuando bajan las presiones de gas.



Figura 6.8: Unidad de CHP con tren de control de gas [DBFZ]

6.2.1.8 Operación, mantenimiento y lugares de instalación

El cumplimiento con ciertas condiciones generales es esencial cuando el biogás se utiliza en una planta de calor y energía combinados. Además del funcionamiento real de la planta, también es necesario cumplir con los intervalos de mantenimiento prescritos y asegurar que el lugar de instalación de la unidad de CHP cumpla con ciertos requisitos.

Operación

Gracias a que cuentan con varias instalaciones de control y monitoreo, las unidades de CHP usualmente funcionan en gran medida de manera automática. Para asegurar que se pueda evaluar la operación de la unidad de CHP, se debe registrar los siguientes datos en un registro operativo para establecer tendencias:

- Número de horas de operación
- Número de arranques
- Temperatura del agua de enfriamiento de motor
- Temperatura de flujo y retorno del agua de calentamiento
- Presión del agua de enfriamiento
- Presión del petróleo
- Temperatura del gas de escape
- Presión posterior del gas de escape
- Consumo de combustible
- Producción generada (térmica y eléctrica)

En general, se puede registrar los datos y documentarlos por medio del sistema de control de la unidad de CHP. A menudo es posible enlazar el sistema de control de CHP con los circuitos de control de las plantas de biogás e intercambiar datos con un sistema de control central o transmitir datos por Internet, lo cual permite que el fabricante realice diagnósticos remotos. Sin embargo, sigue siendo necesario realizar una visita diaria de inspección y una verificación visual de toda la planta, incluso cuando se cuenta con instalaciones de monitorización electrónica. En las unidades de CHP con motores de gas de ignición por piloto, además de la cantidad de gas consumida, también debe medirse el consumo de petróleo de ignición.

Para poder contar con información sobre la eficiencia térmica de la unidad de CHP, la cantidad de calor producido debe medirse por medidores de calor, así como la cantidad de electricidad producida. Esto también hace posible proveer información relativamente precisa sobre la cantidad de calor de proceso requerida o sobre la cantidad de calor requerida por otras cargas (tales como el establo de vacas, etc.) en relación con el circuito de calentamiento de la unidad de CHP.

Para asegurar que los motores reciben un suministro adecuado de gas, se debe garantizar una presión apropiada del flujo antes de que el gas ingrese al tren de control de gas. A menos que el biogás se almacene bajo presión, la presión del gas debe elevarse con la ayuda de compresores de gas.

El aceite de lubricación desempeña un papel importante en la operación segura y confiable de un motor. El aceite de lubricación neutraliza los ácidos que provienen del motor. Debido al envejecimiento, contaminación, nitración y a una reducción de la capacidad de

neutralización, el aceite lubricante debe reemplazarse a intervalos regulares dependiendo del tipo de motor, tipo de aceite y número de horas de operación. El aceite debe cambiarse a intervalos regulares y se debe tomar una muestra de aceite antes de cada cambio de aceite. La muestra de aceite se puede examinar en un laboratorio especializado. Se puede utilizar los resultados del laboratorio para decidir sobre la longitud del intervalo entre cambios de aceite y para proveer información sobre el desgaste del motor [6-12]. A menudo estas tareas se cubren por medio de contratos de mantenimiento. Para alargar los intervalos entre los cambios de aceite, a menudo se incrementa la cantidad de aceite utilizando sumideros de aceite más grandes, que proporcionan muchos fabricantes.

Mantenimiento

Si se va a operar una unidad de CHP con biogás, es esencial mantener los intervalos de mantenimiento especificados. Esto también incluye el mantenimiento preventivo como los cambios de aceite y el reemplazo de las partes que se desgastan. El mantenimiento y el servicio inadecuados pueden causar daños a la unidad de CHP y por lo tanto dar origen costos considerables [6-12], [6-23].

Cada fabricante de unidad de CHP provee un programa de inspección y mantenimiento. Estos programas indican qué trabajo debe realizarse a qué intervalos para mantener el equipo en buen funcionamiento. El tiempo asignado entre las distintas medidas de mantenimiento depende de factores como el tipo de motor. Los cursos de capacitación ofrecidos por fabricantes de CHP permiten a los operadores de la planta realizar parte del trabajo por sí mismos [6-12].

Además de los programas de mantenimiento, los programas también ofrecen contratos de servicio. El operador de la planta debe aclarar los detalles de los contratos de servicio antes de comprar la unidad de CHP, prestando atención particular a los siguientes puntos:

- qué trabajo realiza el operador;
- qué forma de contrato de servicio se ha acordado;
- quién suministra los materiales de operación;
- cuál es la duración del contrato;
- si el contrato incluye una inspección de mantenimiento importante;
- cómo se trata los problemas inesperados.

Los servicios incluidos en un contrato de servicio dependerán, entre otras cosas, del trabajo que el operador pueda realizar en la planta. La Asociación de Sistemas de Energía VDMA ha redactado una especificación y un contrato modelo para contratos de

mantenimiento y servicios. Esta especificación formó la base para el Lineamiento 4680 de VDI "Sistemas combinados de calor y energía (CHPS) - Principios para la redacción de contratos de servicio". La información sobre los contenidos y la estructura de dichos contratos puede obtenerse de dicha fuente [6-2]. De acuerdo con VDMA, es posible definir varias formas de contratos de servicios.

Un **contrato de inspección** cubre todo el trabajo necesario para establecer y evaluar la condición real de la planta que se está inspeccionando. La remuneración debe hacerse como un pago a suma alzada o se determina de acuerdo con los gastos efectivos. También hay que aclarar si las inspecciones se realizan sólo una vez o a intervalos regulares.

Un **contrato de mantenimiento preventivo** incluye las medidas necesarias para mantener la condición deseada de la planta. El trabajo que debe realizarse debería describirse en una lista, la cual se convierte en parte del contrato por referencia. El trabajo puede realizarse periódicamente o dependiendo de la condición de la planta. Las partes del contrato pueden acordar una remuneración según el gasto efectivo o como una suma alzada. Dependiendo de la naturaleza del acuerdo contractual, la corrección de fallas que el operador no puede eliminar también puede incluirse dentro del ámbito de los servicios.

Un **contrato de mantenimiento preventivo** cubre las medidas necesarias para restaurar la condición deseada. El trabajo que debe realizarse dependerá de las circunstancias del caso individual. La remuneración se determina normalmente de acuerdo con el gasto real [6-1].

Un **contrato de mantenimiento**, también conocido como un contrato de mantenimiento completo, cubre las medidas necesarias para mantener una operación segura y confiable (trabajo de mantenimiento y reparación, instalación de repuestos y consumibles, aparte del combustible). También se incluye una reparación general teniendo en cuenta la duración del contrato (normalmente 10 años). Este contrato es lo que más se acerca a una garantía. La remuneración normalmente se hace a suma alzada [6-1].

La vida útil promedio de un motor de gas de ignición con piloto es de 35.000 horas de operación [6-28] [6-29], lo cual a 8.000 horas de operación al año equivale a cuatro años y medio. Luego de eso, se requiere una reparación integral del motor. Pero eso usualmente implica cambiar el motor, porque una reparación general no vale la pena en vista del bajo precio de los motores. La vida útil promedio de un motor de gas de ignición por chispa se calcula en 60.000 horas de





Figura 6.9: Instalación de una unidad de CHP bajo techo y en un contenedor de CHP [Seva Energie AG]

operación o aproximadamente seis años y medio. Nuevamente, luego de esto, se tendrá que hacer una reparación general del motor. En este caso, casi todos los componentes se reemplazarán aparte del monoblock del motor y el cigüeñal. Luego de una reparación general, se puede esperar que el motor funcione por el mismo tiempo [6-2]. La vida útil depende en gran medida, entre otras cosas, del buen mantenimiento del motor y, por lo tanto, probablemente varíe considerablemente.

Sitios de instalación

Una unidad de calor y energía combinados siempre debería instalarse dentro de un edificio apropiado. Para reducir las emisiones de ruido, el edificio debe estar cubierto de material de aislamiento sonoro y la unidad CHP misma debería estar equipada con un forro acústico. Aparte de prever suficiente espacio para realizar el trabajo de mantenimiento, es esencial asegurar que haya aire suficiente para poder alimentar la demanda de aire de los motores. Esto puede hacer que sea necesario utilizar ventiladores de aire de ingreso y aire de escape. Las reglas de seguridad para las plantas de biogás agrícola estipulan detalles adicionales sobre los requisitos que deben cumplir los sitios de instalación de las unidades de CHP.

Las unidades de CHP instaladas en contenedores a prueba de sonido se pueden instalar al aire libre. Estos contenedores normalmente cumplen los requisitos para los sitios de instalación especificados por los fabricantes de CHP. Otra ventaja de las unidades en contenedores es que son ensambladas por completo en los locales del fabricante de CHP y son probadas ahí mismo. El tiempo necesario en el sitio, desde la instalación hasta la puesta en marcha, puede reducirse hasta

uno o dos días. La Figura 6.9 muestra ejemplos de instalaciones de unidades de CHP.

6.2.2 Motores Stirling

Los motores Stirling son un tipo de motor de gas caliente o de expansión. En este caso, a diferencia de un motor de combustión interna, el pistón se desplaza no por la expansión de gases de combustión desde la combustión dentro del motor, sino por la expansión de un gas encerrado, el cual se expande debido a un suministro de energía o calor a partir de una fuente de energía externa. Esta separación de la fuente de energía o calor de la generación real de energía en un motor Stirling significa que el calor necesario puede obtenerse de una variedad de fuentes de energía, como un quemador de gas que usa el biogás como combustible.

El principio fundamental que subyace al motor Stirling es que un gas realiza un cierto trabajo de expansión cuando hay un cambio en la temperatura. Si este gas de trabajo se mueve hacia atrás y hacia adelante entre un espacio con una temperatura constantemente alta y un espacio con una temperatura constantemente baja, entonces es posible la operación continua del motor. El gas de trabajo se circula de esa manera. La Figura 6.10 muestra el principio operativo.

Gracias a la combustión continua, los motores Stirling tienen bajas emisiones de contaminantes y bajas emisiones sonoras, así como bajos requerimientos de mantenimiento. Debido a los bajos esfuerzos sobre los componentes y al circuito cerrado de gas, el operador puede esperar que los costos de mantenimiento sean bajos. En comparación con un motor de ignición con chispa de convencional, la eficiencia eléctrica es más baja y está entre 24 y 28%. La producción de energía

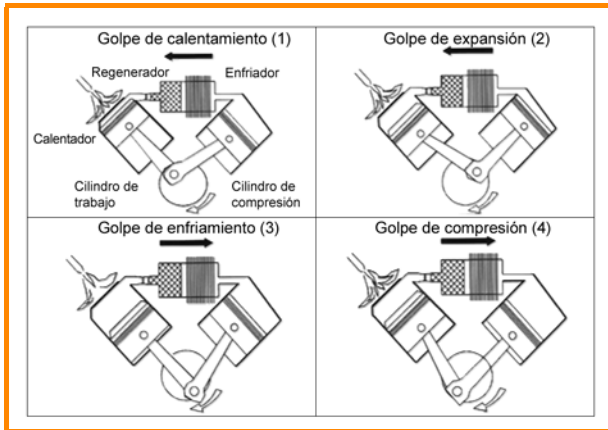


Figura 6.10: Principio operativo de un motor Stirling de [6-14] de acuerdo con [6-21].

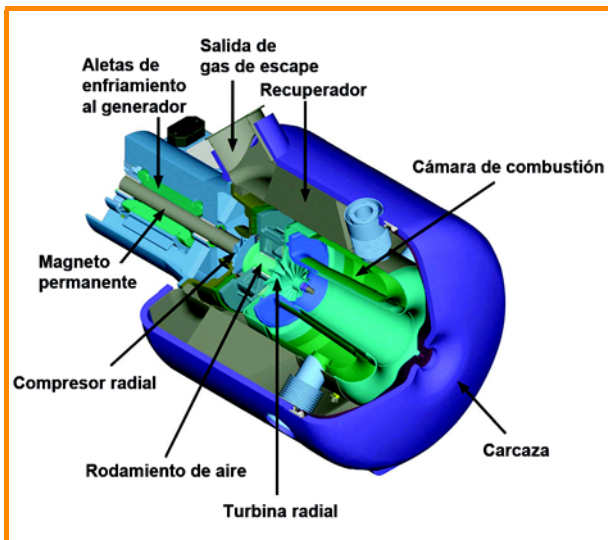


Figura 6.11: Construcción de una micro-turbina de gas [Energietechnologie GmbH]

eléctrica a partir de un motor Stirling está principalmente en el rango por debajo de 100 kW_{el} [6-34]. Debido a que la combustión se realiza externamente, no se exigen muchos requisitos con respecto a la calidad del biogás, lo cual permite utilizar gas con bajo contenido de metano [6-14]. La mayor ventaja de un motor Stirling sobre un motor de combustión interna convencional que funciona a base de biogás podría ser que no sea necesaria la purificación previa del biogás. Una desventaja es la inercia en caso de un cambio de carga, aunque esto es menos importante en instalaciones estacionarias, tales como las unidades de calor y energía combinados, que en los vehículos a motor, por ejemplo.

En el mercado hay disponibles motores Stirling que utilizan gas natural en rangos muy bajos de producción de energía. Sin embargo, serán necesarios técnicos adicionales antes de que puedan utilizarse com-

petitivamente en la tecnología del biogás. Un motor Stirling puede utilizarse como una unidad de CHP de la misma manera que un motor de gas de ignición con piloto o un motor de gas de ignición por chispa. Actualmente, sin embargo, existen solamente algunos proyectos piloto en Alemania.

6.2.3 Micro-turbinas de gas

Una micro-turbina de gas es una turbina de gas pequeña de alta velocidad con temperaturas y presiones bajas en la cámara de combustión en el rango de producción eléctrica más bajo de hasta 200 kW_{el}. Actualmente existen varios fabricantes de micro-turbinas de gas en los Estados Unidos y Europa. Para mejorar la eficiencia, y en contraste con una turbina de gas 'normal', una micro-turbina de gas tiene un recuperador en el que se pre-calienta el aire de combustión. La construcción de una micro-turbina de gas se muestra en la Figura 6.11.

En una turbina de gas, el aire ambiente es succionado hacia dentro y comprimido por un compresor. El aire ingresa a una cámara de combustión, en donde se añade biogás y ocurre la combustión. El incremento resultante de la temperatura causa la expansión del volumen. Los gases calientes pasan a una turbina en donde se expanden. Esto libera una cantidad considerablemente mayor de energía que la necesaria para impulsar el compresor. La energía que no se requiere para impulsar el compresor se utiliza para impulsar un generador que produce electricidad.

A una velocidad de aproximadamente 96.000 rpm se genera una corriente alterna de alta frecuencia. Esta corriente se alimenta a la red de electricidad por medio de electrónica de energía. Si se va a utilizar el biogás para energizar una micro-turbina de gas, tiene que hacerse ciertos cambios en comparación a una operación con gas natural, por ejemplo a la cámara de combustión y a las boquillas del combustible. [6-8]. Las emisiones de ruido de una micro-turbina de biogás está en el rango de alta frecuencia y se puede aislar fácilmente.

Como se tiene que inyectar el biogás en la cámara de combustión de la micro-turbina de gas, donde la presión puede ser varios bar, se debe incrementar la presión del gas. Aparte de la presión en la cámara de combustión, también es necesario tomar en cuenta las pérdidas de presión en el tubo de gas, las válvulas y los quemadores respecto del flujo de fluidos y el flujo de masa, lo cual significa que el incremento de la presión puede llegar a 6 bar de presión atmosférica. Para este propósito, se instala un compresor corriente

arriba de la micro-turbina de gas en el lado del combustible.

Las sustancias presentes indeseables en el biogás (especialmente agua y siloxanos) pueden dañar la micro-turbina de gas, por esta razón se tiene que secar y filtrar el gas (si la concentración de siloxano excede $10 \text{ mg/m}^3 \text{ CH}_4$). Las micro-turbinas de gas tienen una tolerancia más alta al azufre que los motores de gas. Pueden funcionar con biogás con una concentración de metano de entre 35 y 100% [6-7], [6-8].

Gracias a la combustión continua con altos niveles de aire en exceso y a las bajas presiones en las cámaras de combustión, las micro-turbinas de gas producen mucho menores emisiones de gas de escape que los motores. Esto permite utilizar los gases de escape de maneras novedosas como para un secado directo del forraje o la fertilización de CO_2 de plantas cultivadas bajo vidrio. El calor residual se encuentra disponible a una temperatura relativamente alta y se transporta íntegramente en los gases de escape. Esto hace que sea más barato y técnicamente más fácil utilizar el calor que en el caso de un motor de combustión interna [6-8], [6-39], [6-37].

Los intervalos de mantenimiento son significativamente más largos que para los motores, al menos en el caso de micro-turbinas de gas energizadas con gas natural. Los fabricantes mencionan un intervalo de mantenimiento de 8.000 horas, con una vida útil de alrededor de 80.000 horas. Luego de 40.000 horas, se programa una reparación general, la cual incluye el reemplazo de la sección de gas caliente.

Una desventaja de la micro-turbina de gas es su eficiencia eléctrica relativamente baja, justo por debajo del 30%. Sin embargo, esta cifra más bien baja en comparación con un motor de biogás convencional se compensa por el buen comportamiento a carga parcial (50-100%) y eficiencias constantes entre los intervalos de mantenimiento. Los costos de inversión son alrededor de 15 a 20% más que la utilización de biogás basados en motores de producto equivalente [6-39]. Se anticipa que los costos se reducirán una vez que las micro-turbinas de gas se encuentren más ampliamente disponibles en el mercado. La EEG de 2009 ofrece apoyo financiero mediante un bono de tecnología de un $1 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ por el uso de micro-turbinas de gas. Actualmente se está realizando pruebas con micro-turbinas de gas energizadas con biogás, aunque su relevancia práctica no ha sido comprobada todavía.

6.2.4 Celdas de combustible

Las celdas de combustible trabajan de una manera fundamentalmente diferente de los métodos convencionales de generación de energía a partir del biogás. En este caso, la energía química se convierte directamente en electricidad. Las celdas de combustible garantizan altas eficiencias eléctricas de hasta 50% con operación libre de emisiones. Se logran altos niveles de eficiencia también con operación a carga parcial.

El principio de la celda de combustible se puede comparar al reverso de la electrólisis del agua. En la electrólisis, las moléculas de agua se dividen en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) cuando se suministra la energía eléctrica. En una celda de combustible, por otro lado, H_2 y O_2 reaccionan para formar agua (H_2O), liberando energía eléctrica y calor en el proceso. Para esta reacción electroquímica, por lo tanto, una celda de combustible requiere hidrógeno y oxígeno como 'combustible' [6-17]. La construcción de una celda de combustible es esencialmente siempre la misma. La celda consiste de dos láminas permeables al gas (ánodo y cátodo) que se separan por un electrolito. Se puede usar varias sustancias como electrolito, dependiendo del tipo de celda de combustible. La Figura 6.12 muestra un ejemplo de una celda de combustible que ilustra el principio operativo.

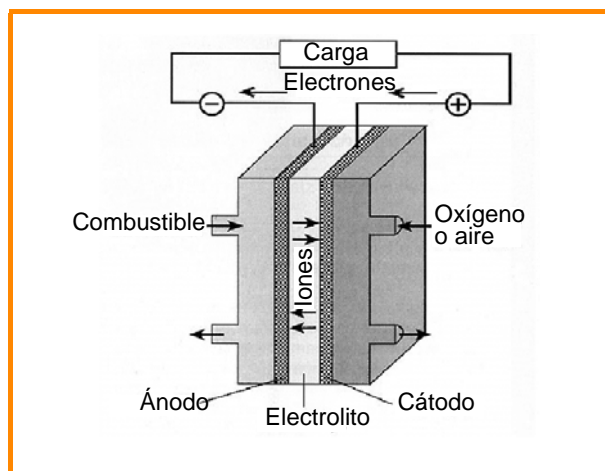


Figura 6.12: Principio operativo de una celda de combustible [vTI]

El biogás siempre tiene que acondicionarse antes de usarlo en una celda de combustible. Esto es particularmente importante y se debe usar los métodos descritos en la Sección 6.1.1. La modificación del biogás convierte el metano en hidrógeno. La operación implica diferentes etapas para los varios tipos de celdas de combustible. Estas etapas se describen en deta-

lle en [6-31]. Los diversos tipos de celdas de combustible reciben su nombre de acuerdo al tipo de electrolito utilizado. Pueden dividirse en celdas de baja temperatura (AFC, PEMFC, PAFC, DMFC) y de alta temperatura (MCFC, SOFC). Qué celda se acomoda mejor para una aplicación en particular depende de cómo se utiliza el calor así como de las clases de producto de energía eléctrica disponibles.

La celda de combustible de membrana de electrolitos de polímeros (PEM) es una opción prometedora para plantas pequeñas de biogás. Su temperatura de operación es de 80 °C, lo cual significa que puede alimentar el calor directamente a un sistema de agua caliente existente. Debido a la naturaleza del electrolito, se puede asumir que una PEM tendrá una larga vida útil, aunque es muy sensible a las impurezas en el gas combustible. Actualmente, la remoción del monóxido de carbono producido durante el reformado aún se considera un problema importante.

El tipo más desarrollado de celda es la celda de combustible de ácido fosfórico (PAFC). Es la de uso más común en el mundo en combinación con el gas natural y actualmente es la única celda de combustible comercialmente disponible que ha logrado hasta 80.000 horas operativas en las pruebas prácticas [6-31]. Existen actualmente celdas PAFC disponibles para usar con biogás que cubren el rango de producción de energía de 100-200 kW_{el}. Es posible alcanzar eficiencias eléctricas de hasta 40%. La PAFC es menos sensible al dióxido de carbono y al monóxido de carbono.

La celda de combustible de carbonato fundido (MCFC) utiliza carbonato fundido como electrolito. No es sensible al monóxido de carbono y tolera el dióxido de carbono hasta el 40% por volumen. Debido a su temperatura de trabajo de 600-700 °C, el reformado del gas puede ocurrir dentro de la celda. El calor residual se puede utilizar posteriormente en turbinas corriente abajo, por ejemplo. Los sistemas MCFC pueden lograr eficiencias eléctricas de hasta 50% para una producción de energía eléctrica en el rango de 40-300 kW_{el}. Están actualmente en el proceso de introducción al mercado [6-31].

Otro tipo de celda de combustible de alta temperatura es la celda de combustible de óxido sólido (SOFC). Opera a temperaturas entre 600 y 1000 °C y tiene altas eficiencias eléctricas (hasta 50%). Nuevamente, el reformado de metano para producir hidrógeno puede hacerse dentro de la celda. Su sensibilidad al azufre es baja, lo cual es una ventaja en para la utilización del biogás. Sin embargo, hasta el momento, las aplicaciones con biogás siguen en la etapa de investigación o de proyecto piloto. Es concebible

que las SOFC puedan utilizarse en sistemas de pequeña escala para micro-redes de biogás.

Los fabricantes actualmente prefieren la PEMFC que compite con la SOFC en los rangos bajos de producción de energía eléctrica (la SOFC tiene eficiencias más altas, pero también su costo es más alto) [6-31]. Sin embargo, a la fecha, la PAFC es la que ha logrado dominar el mercado.

Actualmente los costos de inversión para todos los tipos de celda de combustible siguen siendo muy altos y están lejos de aquellos de las unidades de CHP energizadas con motores. De acuerdo con [6-31], el costo de una PEMFC está entre €4.000 y 6.000/kW. La meta está entre €1.000 and 1.500/kW. Varios proyectos piloto están investigando la posible tendencia a una caída de los costos de inversión y en qué medida es posible eliminar los problemas técnicos que aún existen, particularmente con respecto para la utilización con biogás.

6.2.5 Utilización de calor residual en unidades de CHP dirigidas a energía

En la mayoría de los casos, la variable determinante en una unidad de CHP energizada por gas natural o bio-metano es la demanda de calor. Esto significa que la energía eléctrica se puede exportar sin restricción, siempre que la unidad de CHP siga funcionando para satisfacer la demanda de calor. El propósito de una unidad de CHP dirigida a la producción de calor es en la mayoría de los casos cumplir la carga de base de una demanda de calor del cliente (70-80% de la demanda anual), mientras que los picos de demanda se cubren con calderos adicionales. En contraste, se entiende que CHP está dirigida a la energía cuando las curvas de carga de la unidad de CHP se definen con referencia a la demanda de energía. Éste puede ser el caso si no se alimenta energía a la red o si la demanda de energía es relativamente constante. Las grandes plantas o los complejos industriales con suficiente utilización de calor son ideales para un esquema de esta naturaleza. Para poder lograr largos tiempos de funcionamiento, se debe disponer de almacenes de calor y sólo debería satisfacerse la carga de base. A menudo, las plantas están equipadas con un sistema de gestión de la carga. Esto significa que la unidad de CHP puede alternar entre las dos opciones de utilización según sea necesario, lo cual puede ser ventajoso en viviendas u hospitales, por ejemplo.

En la práctica, la mayoría de plantas de biogás con generación distribuida de la energía están dirigidas a la energía, en donde la cantidad de energía que se



produce se basa en la cantidad máxima que puede alimentarse a la red. Esto está limitado sólo por dos factores: la cantidad de gas disponible y el tamaño de la unidad de CHP. La Sección 8.4 presenta una visión de conjunto de la eficiencia económica de los conceptos de utilización de calor posible.

La utilización dirigida a la red es un tercer modo de operación con potencial para el futuro, pero que no se examina aquí en mayor detalle. Esto implica especificar un nivel de producción para varias plantas a partir de una ubicación central (planta de energía virtual). La elección fundamental entre los dos modos de operación está principalmente determinada por el criterio económico.

6.2.5.1 Suministro y distribución del calor (esquemas de calefacción de grupo)

Un factor crucial respecto de la operación económica de una planta de biogás con generación de energía in situ es la venta del calor producido durante la generación de energía. En las áreas rurales, en particular, una opción útil es vender el calor a los residentes cercanos. En tales casos, puede tener sentido instalar esquemas de calefacción de grupo (redes de calefacción local) para vender el calor en un área cercana. La red está compuesta de una corrida doble de acero aislado o de tubos plásticos que llevan agua a 90 °C (flujo) y a 70 °C (retorno). El calor se transfiere desde la planta de biogás hasta la red a través de intercambiadores de calor. Las estaciones de transferencia y los medidores de calor se instalan en cada construcción individual. Los tubos de la red de calefacción local deben estar protegidos por un sistema de detección de fugas y colocarse a suficiente profundidad (1 m) para soportar la carga de tráfico y las bajas temperaturas. También se debe prestar atención a los siguientes puntos:

- Planificación pre-proyecto y diseño conceptual oportunos
- Alto nivel de consumo de calor mínimo
- Un número suficiente de unidades residenciales conectadas (al menos 40)
- La mayor densidad posible de unidades residenciales conectadas dentro del área dada.

La ventaja para los demandantes de calor que están conectados a la red es que son independientes de los grandes mercados de energía. En consecuencia, tienen alta seguridad de suministro y finalmente menores costos de energía. Hasta el momento, esta forma de comercialización del calor se ha implementado en una serie de localidades conocidas por 'aldeas de bio-energía' (por ejemplo, Jühnde, Freiamt y Wol-

pertshausen). Las longitudes de las tuberías varían entre 4 y 8 km. La eficiencia económica de los esquemas de calefacción de grupo se describe en más detalle en la Sección 8.4.3.

6.2.5.2 Refrigeración

Otra opción para utilizar el calor que se obtiene de la combustión de biogás es convertir el calor en frío. Esto se hace utilizando lo que se llama el método de sorción, que se diferencia en la refrigeración de adsorción y absorción. El método descrito aquí, debido a su mayor relevancia, es el método de absorción, es decir un refrigerador de absorción, que es esencialmente parecido a los antiguos refrigeradores domésticos. La Figura 6.13 muestra el principio del proceso.

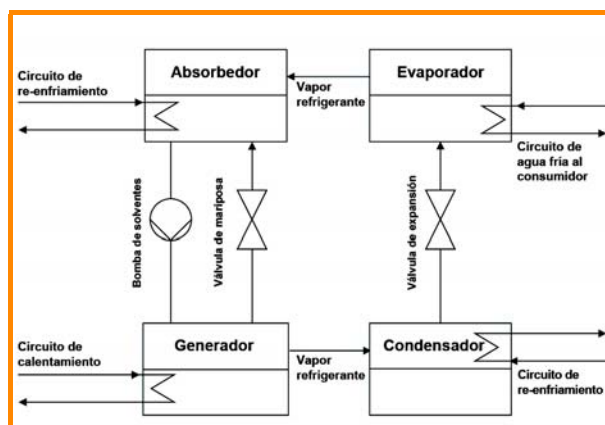


Figura 6.13: Diagrama funcional de un refrigerador de absorción

La Figura 6.14 muestra un ejemplo de una unidad en uso en una planta de biogás.



Figura 6.14: Ejemplo de un refrigerador de absorción en una planta de biogás [DBFZ]

Se utiliza un par de fluidos de trabajo, un refrigerante y un solvente, para producir el efecto de refrigeración. El solvente absorbe un refrigerante y posteriormente se le vuelve a separar del mismo. El par de fluidos de trabajo pueden ser agua (refrigerante) y bromuro de litio (solvente) para un rango de temperatura de 6/12 °C o amoníaco (refrigerante) y agua (solvente) para un rango de temperatura de hasta -60 °C.

El solvente y el refrigerante están separados el uno del otro en el generador. Para esto, se tiene que calentar la solución, y para ello se utiliza el calor de la unidad de CHP. El refrigerante se evapora primero porque tiene un punto de ebullición más bajo y entra al condensador. El solvente, ahora con sólo un poco de refrigerante, pasa al absorbedor. En el condensador, se enfría el refrigerante y en consecuencia se licua. En una válvula de expansión luego se lo expande a la presión de evaporación apropiada a la temperatura requerida. Entonces se evapora el refrigerante en el evaporador, absorbiendo calor en el proceso. Es aquí cuando ocurre realmente el enfriamiento en el ciclo de refrigeración y es el punto en el que se conectan las cargas. El vapor refrigerante resultante fluye al absorbedor. El refrigerante es absorbido por el solvente en el absorbedor, completándose así el ciclo [6-13], [6-38].

Como la bomba de solventes es la única parte que se mueve en el sistema hay muy poco desgaste y, en consecuencia, se necesita poco mantenimiento. Otra ventaja de las unidades de refrigeración de absorción es su bajo consumo de electricidad comparado con los sistemas de refrigeración de compresión, aunque los últimos también pueden producir temperaturas más bajas. El método se utiliza en una serie de aplicaciones agrícolas hoy en día, tales como refrigeración de leche o aire acondicionado en los establos de vacas.

6.2.5.3 Conceptos para la generación de electricidad a partir del calor residual

El ciclo orgánico Rankine (ORC) es un proceso por el cual parte del calor residual excedente de una unidad de CHP, incluso a bajas temperaturas, puede convertirse en energía eléctrica. El principio de esta tecnología se basa en el ciclo del vapor (ver [6-14]), excepto que en este caso no es agua lo que se usa como medio de trabajo sino sustancias que hierven y se condensan a temperaturas bajas. El proceso se utilizó por primera vez para la generación de energía eléctrica en aplicaciones geotérmicas, donde ha tenido éxito por muchos años. Actualmente se está realizando pruebas con sustancias ambientalmente seguras (aceite de silicona)

como medio de trabajo. Se supone que estas sustancias reemplazarán las que estuvieron disponibles previamente en el mercado, que son muy inflamables (por ejemplo, tolueno, pentano o propano) o dañinas para el medio ambiente (CFC) [6-14]. Aunque el proceso de ORC se utiliza a menudo en combinación con plantas de energía eléctrica que utilizan madera como elemento de combustión, el uso de esta tecnología en combinación con la combustión del biogás en plantas de energía basadas en motores sigue estando en la etapa de desarrollo.

Se estima que con la ayuda de un proceso de ORC la energía adicional, que alcanza de 70 a 100 kW_{el}(7-10%), puede obtenerse de una unidad de CHP medida a un 1 MW_{el}. [6-28].

De acuerdo con [6-19], hasta el momento ha sido posible desarrollar un prototipo de ORC con una medida de diseño de 100 kW_{el} que opera a una eficiencia de 18,3% Mientras tanto, un número pequeño de plantas de biogás con tecnología ORC corriente abajo han comenzado ya su operación.

Como alternativa a la tecnología ORC, existen desarrollos que conectan un generador adicional directamente a la turbina de gas de escape, generando así energía eléctrica adicional y mejorando la eficiencia del motor.

6.3 Inyección de gas en una red

6.3.1 Inyección en la red de gas natural

En Alemania, se inyecta bio-metano a una red de gas natural bien desarrollada. Existen sistemas de transmisión de gas natural de gran escala tanto en Alemania occidental como en Alemania oriental. Estos sistemas permiten abastecer a toda la población de todo el país así como la utilización del bio-metano. La longitud total de la red es de alrededor de 375.000 km [6-5]. La mayoría del gas natural se importa de otros países europeos (85%). Los principales proveedores son Rusia (35%), Noruega (27%) y Dinamarca (19%) [6-10]. Debido a que los suministros se originan de distintos lugares, han surgido cinco redes de gas natural diferentes en Alemania. Éstas difieren en términos de la calidad del gas que transportan (redes de gas H y L).

Se puede inyectar biogás tratado en varios tipos de red a diferentes niveles de presión. Se distingue entre las redes de baja presión (hasta 100 mbar), redes de presión media (100 mbar a 1 bar) y redes de alta presión (de 1 a 120 bar). También es común diferenciar entre cuatro niveles de suministro: red de transmisión



de larga distancia internacional, red de transmisión supra-regional, red de transmisión regional y red de distribución regional [6-5]. Para optimizar los costos del suministro de gas, la presión de salida del proceso de tratamiento debe adaptarse a la presión de la red existente de tal manera que se mantenga a un mínimo el costo de la posterior compresión. Antes de que se pueda alimentar el biogás tratado, su presión debe elevarse a un nivel por encima del que se encuentra en el punto de entrada a la tubería de transmisión. Por lo tanto, cada punto de entrada tiene que tener su propio control de la presión y estación de medición para monitorear el nivel de presión.

Los reglamentos legales que rigen la alimentación de biogás han sido facilitados recientemente de varias maneras. La reforma de la Ley de Fuentes de Energía Renovable (1 de enero de 2009), de GasNZV (Ordenanza sobre el Acceso a la Red de Gas) y de GasNEV (Ordenanza sobre las Tarifas de la Red de Gas), que fueron reformadas en 2008 y 2010, permitió resolver asuntos económica y técnicamente controvertidos a favor de la alimentación de biogás. Entre otras cosas, se determinó que los costos de inversión a la conexión de la red, es decir, en particular el control de la presión de gas y el sistema de medición, los compresores y la tubería de conexión a la red pública de gas natural, deben compartirse en una proporción de 75 a 25 entre el operador de la red y el proveedor de biogás cuando la planta de biogás está hasta 10 kilómetros de distancia de la red de gas. Además, los costos de conexión a la red por parte del proveedor se limitan a €250,000 para distancias de más de un kilómetro. Más aún, los costos operativos permanentes son de responsabilidad del operador de la red. La innovación más importante que surge de la primera reforma de 2008 fue que en el futuro se otorgará los productores de bio-metano prioridad para la conexión a la red y la transmisión de gas [6-11]. En áreas de flujo bajo de la red (red de distribución) o en momentos de flujo bajo ('noches de verano templadas'), la cantidad a alimentarse puede ser, en consecuencia, más alta que la capacidad de la red, en cuyo caso el operador de la red debe comprimir el gas excedente y alimentarlo a la red de gas de flujo más alto. Actualmente la alimentación a las redes de alta presión no es lo más usual. Sin embargo, existen en el mercado compresores de varios diseños para varias tasas de flujo diferentes. En el Capítulo 7 se proporciona información más detallada sobre el marco legal.

Los requerimientos de calidad que el biogás inyectado tiene que cumplir están también sujetos a normas



Fuente: Paterson (FNR)

y están documentadas en los reglamentos relevantes de DVGW. El Código de Práctica de G 262 establece instrucciones relativas a las propiedades de gases a partir de fuentes renovables. G 260 rige la calidad y G 285, la facturación del bio-metano inyectado. El proveedor es responsable de mejorar el bio-metano a las calidades requeridas en estas regulaciones. El ajuste fino (ajuste del valor calorífico, odorización, ajuste de presión) es la tarea del operador de la red. Este trabajo debería llevarse a cabo de manera tan precisa como sea posible para evitar la formación de zonas mixtas mezcladas y oscilantes.

Si la intención es alimentar biogás en una red en vez de utilizarlo in situ, esencialmente no habría cambio a la configuración de la planta de biogás, salvo que no habría unidad de CHP. En ausencia de una unidad de CHP, se tendría que considerar medios alternativos de proveer energía y calor de proceso. Se puede obtener energía de proceso de la red de electricidad, mientras que el calentamiento del digestor y el calor de proceso requerido para las tecnologías de procesamiento (por ejemplo, limpieza con aminas) podría provenir de calderos calentadores, por ejemplo. Otra opción sería la operación paralela de una unidad de CHP, que podría estar diseñada para proporcionar la energía de proceso requerida. Entonces, el biogás remanente se podría inyectar en la red.

6.3.2 Alimentación a micro-redes de gas

Una micro-red de gas es un medio de conectar una planta de biogás a una o más instalaciones de utilización de gas (unidades de CHP satélites) a través tubos. Esto vale la pena considerarlo en casos donde, aunque no es posible utilizar todo el biogás in situ, existen demandantes de calor disponibles dentro de un radio aceptable. En principio, el procedimiento es similar al de la alimentación de bio-metano en una red de gas natural. La diferencia es que los requisitos del procesamiento son menos estrictos. Como el contenido energético del gas no tiene que cambiarse, todo lo que se requiere es secar y desulfurar el gas utilizando los métodos descritos en 6.1.1 y 6.1.2. Otra ventaja es una mejor utilización del calor y el incremento asociado en la eficiencia general.

Esencialmente existen dos variantes diferentes de este enfoque: ya sea una operación exclusivamente con biogás o una mezcla con gas natural, bien de manera continua (para ajustar la calidad del gas a un nivel requerido) o en ciertos momentos (para satisfacer los picos de la demanda). Las áreas de aplicación preferidas incluyen las unidades auto-contenidas con facturación uniforme, las instalaciones municipales, los procesos industriales y las grandes empresas agrícolas.

La promoción de las micro-redes de gas bajo la Ley de Fuentes de Energía Renovable no ha sido posible hasta la fecha debido, en este caso, a la carga financiera que resulta principalmente de los costos de inversión. Los costos operativos, de otro lado, son bajos. Sin embargo, la promoción de la inversión es posible a través del programa de incentivos de mercado. Éste otorga un subsidio de 30% para tuberías de biogás crudo con una longitud mínima de 300 m [6-6].

Hasta la fecha se ha instalado en Alemania varias micro-redes de gas. Algunos buenos ejemplos son las redes de biogás en Braunschweig y en el centro agrícola de Eichhof. Como todos los bonos especificados en la EEG de 2009 siguen siendo aplicables a una micro-red de gas, esta forma de utilización de biogás es una opción eficiente para la alimentación de biogás.

6.4 Combustible para vehículos de motor

En Suecia y en Suiza, el biogás se ha utilizado por muchos años como combustible para buses y camiones así como para uso privado. En Alemania también se ha realizado una serie de proyectos, aunque estos todavía no se han difundido ampliamente. Adicionalmente a la

estación de bio-llenado en Jameln, que vende bio-metano puro se ha añadido bio-metano al gas natural en más de 70 estaciones de gasolina desde 2009 [6-3]. Hasta el momento, las razones han sido políticas (publicidad) más que económicas.

Si se tiene la intención de utilizar biogás como combustible para vehículos, tiene que mejorarse hasta un nivel de calidad aceptable para su uso en los motores que se encuentran comúnmente en los vehículos a motor de hoy en día. A parte de las sustancias con un efecto corrosivo en el motor, como el sulfuro de hidrógeno, también es necesario eliminar el dióxido de carbono (CO_2) y el vapor de agua del biogás. Como los vehículos disponibles son generalmente vehículos de gas natural, es aconsejable mejorar el biogás a calidad de gas natural (confrontar Sección 6.3.1).

En principio, los vehículos a gas se encuentran disponibles en el mercado global y los venden todos los fabricantes de vehículos a motor más importantes, aunque el rango ofrecido en Alemania sigue siendo limitado. Los modelos disponibles pueden ser uno de dos tipos: monovalentes o bivalentes. Los vehículos monovalentes operan solamente a gas, pero tienen un pequeño tanque de gasolina para su uso en una emergencia. En un vehículo bivalente, el motor puede funcionar a gas o a gasolina, según se requiera. Debido al considerable volumen de biogás no comprimido, dichos vehículos no tienen un rango apreciable. Por esta razón, el biogás se almacena en tanques de gas presurizados a aproximadamente 200 bar ya sea en la parte posterior o en el piso del vehículo.

Desde junio de 2002, los bio-combustibles están exonerados de impuestos, lo cual proporciona el grado necesario de certidumbre de planeamiento para la construcción de estaciones de servicio de biogás. El costo de mejorar de mejorar el biogás es similar al que se necesita para alimentarlo a una red, a lo cual debe añadirse el gasto extra de comprimir el bio-metano para alcanzar el nivel de presión necesario.

6.5 Uso térmico del biogás

El biogás mejorado puede quemarse fácilmente para dar calor. Los quemadores utilizados para este propósito son principalmente aparatos a gas de todo tipo, los que se pueden convertir para quemar varios combustibles. Salvo que el biogás se haya mejorado hasta la calidad de gas natural, el aparato debe adaptarse para quemar biogás. Si el aparato contiene componentes hechos de metal pesado no ferroso o aleaciones bajas de aceros, el sulfuro de hidrógeno en el biogás



puede causar corrosión. En consecuencia, se tiene que reemplazar estos metales o se debe purificar el biogás.

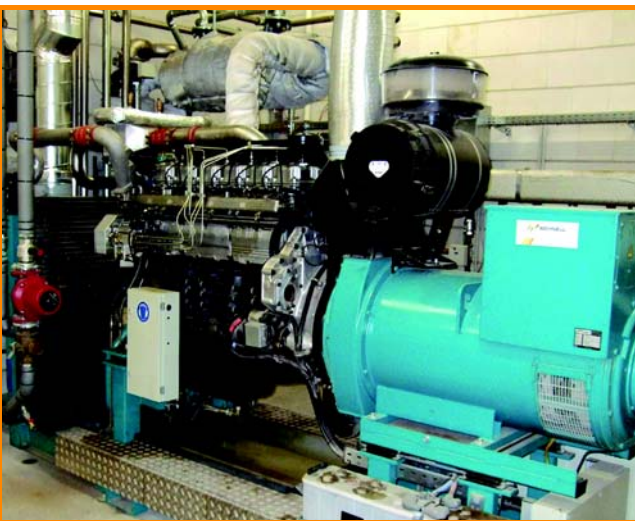
Se puede distinguir dos tipos de quemadores: quemadores atmosféricos y quemadores de aire forzado. Los quemadores atmosféricos obtienen su aire de combustión por aspiración natural del aire ambiente. La presión requerida del suministro de gas es de aproximadamente de 8 mbar, lo cual puede ser a menudo provisto por la planta de biogás. En un quemador de aire forzado, el aire de combustión lo suministra un ventilador. La presión de suministro requerida para el quemador es de al menos 15 mbar. Puede ser necesario utilizar un compresor de gas para obtener la presión necesaria de suministro de gas [6-13].

La reforma de la Ley sobre el Calor de las Energías Renovables incrementó la importancia de la utilización de biogás como fuente de generación de calor. La Ley estipula que el propietario de un edificio construido después del 1 de enero de 2009 debe asegurar que el calor generado para el edificio provenga de una fuente de energía renovable. Sin embargo, además de estar restringida a los edificios nuevos (con la excepción de Baden-Württemberg), la Ley se refiere sólo al calor de plantas de CHP con relación al uso de biogás.

6.6 Referencias

- [6-1] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) [Asociación para el Uso de la Energía Eficiente y Ecológica], Departamento de Energía de la Ciudad de Frankfurt, Department 79A.2, parámetros de CHP 2001
- [6-2] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) [Asociación para el Uso de la Energía Eficiente y Amigable para el Medio Ambiente], Departamento de Energía de la Ciudad de Frankfurt, Department 79A.2, parámetros de CHP 2005
- [6-3] Bio-Erdgas an Karlsruher Erdgas-Tankstellen, <http://www.stadtwerke-karlsruhe.de/swka/aktuelles/2009/07/20090711.php>, último acceso: 6 de agosto de 2009
- [6-4] Brauckmann, J.: Planung der Gasaufbereitung eines mobilen Brennstoffzellenstandes. Tesis de Diploma, Fraunhofer UMSICHT y FH Münster, 2002
- [6-5] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (ed.): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Leipzig, 2006
- [6-6] Daniel, J.; Scholwin, F.; Vogt, R.: Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland, Materialband: D – Biogasnutzung, 2008
- [6-7] Dielmann, K. P.; Krautkremer, B.: Biogasnutzung mit Mikrogasturbinen in Laboruntersuchungen und Feldtests, Stand der Technik und Entwicklungschancen, Elftes Symposium Energie aus Biomasse Biogas, Pflanzenöl, Festbrennstoffe, Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e. V. (OTTI) Regensburg, Actas de la conferencia, 11/2002
- [6-8] Dielmann K. P.: Mikrogasturbinen Technik und Anwendung, BWK Das Energie-Fachmagazin, 06/2001, Springer VDI Verlag, 2001
- [6-9] Einspeiseatlas, <http://www.biogaspartner.de/index.php?id=10104> último acceso: julio de 2010
- [6-10] FORUM ERDGAS: Sichere Erdgasversorgung in Deutschland. http://www.forum-erd-gas.de/Forum_Erdgas/Erdgas/Versorgungssicherheit/Sichere_Erdgasversorgung/index.html, (último acceso: 6 de agosto de 2009)
- [6-11] Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV - Ordenanza sobre el Acceso a la Red de Gas) del 25 de julio de 2005 (BGBl. I p. 2210), última reforma del Artículo 2 inciso 3 de la ordenanza del 17 de octubre de 2008 (BGBl. I p. 2006)
- [6-12] Heinze, U.; Rockmann, G.; Sichtung, J.: Energetische Verwertung von Biogasen, Bauen für die Landwirtschaft, Heft Nr. 3, 2000
- [6-13] Jäkel, K.: Documento de Gestión 'Landwirtschaftliche Biogaserzeugung und -verwertung', Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 1998/2002
- [6-14] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.: Energie aus Biomasse Grundlagen, Techniken und Verfahren, Springer-Verlag, 2009
- [6-15] Neumann, T.; Hofmann, U.: Studie zu Maßnahmen zur Minderung von Formaldehydemissionen an mit Biogas betriebenen BHKW; published in the Schriftenreihe des Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie, Heft 8/2009, Dresden
- [6-16] Novellierung der TA-Luft beschlossen, Biogas Journal Nr. 1/2002, Fachverband Biogas e.V., 2002
- [6-17] Mikro-KWK Motoren, Turbinen und Brennstoffzellen, ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V., Verlag Rationaler Erdgaseinsatz
- [6-18] Mitterleitner, Hans: Comunicación personal 2004
- [6-19] ORC-Anlage nutzt Abwärme aus Biogasanlagen, <http://www.energynet.de/2008/04/23/orc-anlage-nutzt-abwarmer-aus-biogasanlagen/> último acceso: 5 de agosto de 2009
- [6-20] Polster, A.; Brummack, J.; Mollekopf, N.: Abschlussbericht 2006 - Verbesserung von Entschwefelungsverfahren in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, TU Dresden
- [6-21] Raggam, A.: Ökologie-Energie; lecture script; Institut für Wärmetechnik; Technische Universität Graz, 1997
- [6-22] Ramesohl, S.; Hofmann, F.; Urban, W.; Burmeister, F.: Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Estudio para BGW y DVGW. 2006
- [6-23] Rank, P.: Wartung und Service an biogasbetriebenen Blockheizkraftwerken, Biogas Journal Nr. 2/2002, Fachverband Biogas e. V., 2002
- [6-24] Richter, G.; Grabbert, G.; Shurrah, M.: Biogaserzeugung im Kleinen. Gwf-Gas Erdgas (1999), Nr. 8, p. 528-535

- [6-25] Swedish Gas Center: Informe SGC 118 – Adición de biogás a la red de gas. Malmö, 2001, disponible en: <http://www.sgc.se/dokument/sgc118.pdf>
- [6-26] Schlattmann, M.; Effenberger, M.; Gronauer, A.: Abgasemissionen biogasbetriebener Blockheizkraftwerke, Landtechnik, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 06/2002
- [6-27] schmittenertec GmbH, http://www.schmitt-enertec.de/deutsch/bhkw/bhkw_technik.htm, consultado el 31 de julio de 2009
- [6-28] Schneider, M.: Abwärmenutzung bei KWK – innovative Konzepte in der Verbindung mit Gasmotoren, Kooperationsforum Kraft-Wärme-Kopplung – Innovative Konzepte für neue Anwendungen, Nuremberg, 28 de setiembre de 2006
- [6-29] Schnell, H.-J.: Schulungen für Planer- und Servicepersonal, Biogas Journal Nr. 2/2002, Fachverband Biogas e. V.
- [6-30] Schönbucher, A.: Thermische Verfahrenstechnik: Grundlagen und Berechnungsmethoden für Ausrüstungen und Prozesse. Springer-Verlag, Heidelberg, 2002
- [6-31] Scholz, V; Schmersahl, R.; Ellner J.: Effiziente Aufbereitung von Biogas zur Verstromung in PEM-Brennstoffzellen, 2008
- [6-32] Solarenergieförderverein Bayern e. V.: Biogasaufbereitungssysteme zur Einspeisung in das Erdgasnetz – Ein Praxisvergleich, Munich, 2008
- [6-33] Termath, S.: Zündstrahlmotoren zur Energieerzeugung Emissionen beim Betrieb mit Biogas, Elfes Symposium Energie aus Biomasse Biogas, Pflanzeöl, Festbrennstoffe, Ostbayrisches Technologie-Transfer-Institut e. V. (OTTI) Regensburg. Actas de la conferencia, 11/2002
- [6-34] Thomas, B.: Stirlingmotoren zur direkten Verwertung von Biobrennstoffen in dezentralen KWK-Anlagen, lecture at Staatskolloquium BWPLUS, Forschungszentrum Karlsruhe, 7 de marzo de 2007
- [6-35] Urban, W., Girod, K., Lohmann, H.: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Resultados de investigación de mercado 2007–2008
- [6-36] Weiland, P.: Neue Trends machen Biogas noch interessanter, Biogas Strom aus Gülle und Biomasse, top agrar Fachbuch, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup, 2002
- [6-37] Weiland, P.: Notwendigkeit der Biogasaufbereitung, Ansprüche einzelner Nutzungsrouten und Stand der Technik. Presentación en Taller de FNR 'Aufbereitung von Biogas' el 17/18 de junio 2003 en Braunschweig.
- [6-38] Wie funktioniert eine Absorptionskältemaschine, <http://www.bhkw-info.de/kwkk/funktion.html> Consultado el 5 de agosto de 2009
- [6-39] Willenbrink, B.: Einsatz von Micro-Gasturbinen zur Biogasnutzung, Erneuerbare Energien in der Land(wirt)schaft 2002/2003 – Band 5, primera edición, diciembre de 2002, Verlag für land(wirt)schaftliche Publikationen, Zeven
- [6-40] Willenbrink, B.: Einsatz von Micro-Gasturbinen zur Biogasnutzung, Firmenschrift PRO2
- [6-41] ASUE (2005): BHKW Kenndaten (parámetros de CHP)
- [6-42] Aschmann V., Kissel R., Gronauer, A.: Umweltverträglichkeit biogasbetriebener BHKW in der Praxis, Landtechnik 2/2008, pp. 77-79



Fuente: Paterson (izquierda), Schüsseler (FNR)



7 Marco legal y administrativo

Los operadores de plantas enfrentan una serie de asuntos legales relacionados con el planeamiento y la operación de las plantas de biogás. Antes de iniciar la construcción de la planta tienen que pensar bien la conexión a la red, la naturaleza del contrato y los requisitos legales que deben cumplir. Cuando están elaborando el concepto de la planta, los operadores tienen que sopesar varias opciones: el diseño de la planta, la elección de material de alimentación, la tecnología a emplearse y la manera en que se utilizará el calor, todo con la debida consideración de las tarifas de remuneración y los bonos establecidos de acuerdo con la Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG). Finalmente, una vez que la planta está en operación, el operador de la planta debe cumplir con todos los requisitos relevantes de la ley pública, operar la planta según las disposiciones de la EEG y proporcionar todas las certificaciones legales necesarias.

7.1 Promoción de la electricidad proveniente de la biomasa

La Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG) tiene un papel sustancial que desempeñar en promover la operación de las plantas de biogás en Alemania.

Uno de los propósitos de la Ley, cuya última enmienda data del primero de enero de 2009, es incrementar la proporción de electricidad suministrada a partir de fuentes de energía renovable hasta al menos 30% para el 2020 con el fin de mitigar el cambio climático y proteger el medio ambiente. La generación distribuida de energía a partir de biomasa (la cual de acuerdo con la Ordenanza sobre la Biomasa (BiomasseV) también incluye el biogás obtenido de biomasa) puede hacer una contribución crucial para lograr este propósito.

De acuerdo con la EEG, el operador de una planta de biogás tiene el derecho de conectar la planta a la red

de electricidad pública y de alimentar la energía eléctrica generada en la planta a la red. Los operadores de plantas gozan de privilegios por encima de los generadores convencionales de energía no solamente en relación con su conexión a la red, sino que también reciben una tarifa legal de alimentación por la electricidad que suministran a la red por un periodo de 20 años. El nivel de la tarifa se determina en parte por el tamaño de la planta, la fecha en que se puso en marcha y los insumos. Los distintos bonos dispuestos de acuerdo con la EEG de 2009 tienen un rol que desempeñar particularmente importante en el cálculo de la tarifa de alimentación.

7.1.1 El sistema de bonos de acuerdo con la EEG

El propósito de los bonos dispuestos de acuerdo con la EEG es establecer un sistema de incentivo sofisticado para asegurar la conversión de biomasa en electricidad de una manera innovadora y eficiente que sea amigable con el clima y segura desde el punto de vista ambiental. Por lo tanto, se proporciona apoyo especial para la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, como los cultivos energéticos. El bono NawaRo, como se le llama en alemán (NawaRo = 'nachwachsende Rohstoffe', o recursos renovables), se introdujo en 2004. En inglés a veces se le denomina el bono de los cultivos energéticos. La intención del legislador era la de apuntar al apoyo tanto del desarrollo de cultivos energéticos como la utilización de la bosta a favor de la mitigación del cambio climático. Varias otras disposiciones de la EEG también toman en cuenta el cambio climático, por ejemplo el bono para operar en una instalación de calor y energía combinados (bono de CHP). De acuerdo con este último, se paga una tarifa significativamente más alta a los operadores de planta que utilizan calor residual que se obtiene de la generación de energía y, en conse-

cuencia, evitan la quema de combustibles fósiles, que se asocian con las emisiones de CO₂. Se da apoyo focalizado, a través del bono de tecnología, a las tecnologías innovadoras que prometen una generación de electricidad más eficiente en el mediano o largo plazo, pero que actualmente todavía no son competitivas.

7.2 Conexión a la red y alimentación de electricidad

Para calificar para el apoyo de acuerdo con la EEG, el operador de la planta debe alimentar la electricidad generada en la planta a la red pública de energía eléctrica, y ponerla a disponibilidad del operador de la red de energía eléctrica. Esto primero que nada requiere una conexión física a la red por la que la planta se conecta a la red de energía eléctrica.

7.2.1 Conexión a la red

Cuando se planea y construye una planta de biogás, es particularmente importante para el operador de la planta contactar al operador relevante de la red desde un inicio y aclarar todas las modalidades para la conexión a la red. Por lo tanto, en primer lugar, el operador de la planta tendrá que informar al operador de la red sobre la intención de construir una unidad de CHP de biogás en un lugar específico. El operador de la red también debe ser notificado de la capacidad eléctrica instalada que se prevé.

Antes de que pueda comenzar la obra de conexión a la red, normalmente será necesario realizar una prueba de compatibilidad de la red. El propósito de la prueba de compatibilidad de la red es establecer si, dónde y, si fuera aplicable, en qué condiciones es física y técnicamente posible alimentar la red, dada la capacidad eléctrica que el operador de la planta tiene como objetivo proporcionar. En la práctica, la prueba de compatibilidad de red la realiza normalmente el operador de red, aunque el operador de la planta también puede encargar el trabajo a un tercero. En este último caso, el operador de la red está obligado a enviar todos los datos necesarios para realizar la prueba al operador de la planta.

El operador de la planta generalmente tratará de mantener el costo de conexión a la red al mínimo y de alimentar la electricidad en la red en el punto más cercano a la planta. Éste también es el caso normal dispuesto en la EEG. Sin embargo, el punto de conexión a la red, es decir, el punto en el cual se alimenta electricidad a la red de energía eléctrica, tam-

bién puede estar más lejos en ciertas circunstancias. Determinar el punto legal de conexión a la red es un asunto de crucial importancia en lo que respecta a compartir los costos asociados entre el operador de la planta y el operador de la red y, en consecuencia, a menudo da lugar a conflictos legales (ver 7.2.1.1 para más detalles respecto a determinar el punto de conexión de la red).

A veces puede ser necesario optimizar, mejorar o fortalecer la red para permitir que se alimente energía en el punto de conexión de la red de manera que se pueda recibir y transportar sin dificultad. La Ley se refiere a esto como una expansión de capacidad. El operador de la planta puede exigir que el operador de la red realice una expansión de capacidad inmediatamente en la medida en que sea económicamente razonable, si dicha expansión es necesaria para lidiar con la electricidad generada en la unidad de CHP de biogás. Si el operador de la red no cumple con la exigencia del operador de la planta, este último puede reclamar una compensación (ver 7.2.1.2 para revisar los detalles de la expansión de la capacidad).

Una vez que el operador de la planta y el operador de la red han acordado el punto de conexión a la red, el operador de la planta debe presentar una solicitud para hacer una reserva firme de capacidad de conexión a la red. Entonces, puede comenzar la obra para **establecer la conexión a la red**, incluso antes de que comience la construcción de la planta. El operador de la planta, a menudo encarga al operador de la red que haga esto, pero también puede hacer que la conexión a la red la haga un tercero especialista. Lo mismo se aplica a medir la electricidad alimentada a la red. El costo de las medidas para establecer una conexión de red está básicamente a cargo del operador de la planta (pero ver también 7.2.1.3 con respecto de quién paga qué).

El derecho que tiene un operador de planta a una conexión de red deriva directamente de la EEG. Por lo tanto, un contrato de conexión de red no es absolutamente esencial. Puede tener sentido celebrar un contrato de conexión de red, sin embargo, especialmente para aclarar asuntos técnicos entre el operador de la planta y el operador de la red. El operador de la planta debería hacer que un abogado revise el contrato antes de firmarlo.

7.2.1.1 Determinación del punto de conexión a la red

El punto en el cual se debe hacer la conexión a la red de energía eléctrica se denomina en la Ley como el punto de conexión a la red. De acuerdo con la EEG,



generalmente la conexión tiene que hacerse en el punto del sistema de la red que sea técnicamente conveniente para recibir la electricidad respecto al nivel de voltaje y a la distancia lineal más corta de la planta de biogás. No obstante, si es necesario que la conexión a la red se haga en un punto diferente y más distante de otra red a un costo en general más bajo, la conexión se debería hacer en ese punto de la otra red. De acuerdo con la reforma a la EEG del primero de enero de 2009, todavía no es claro si éste es el caso si una conexión es menos costosa en general a un punto más distante en la misma red.

Cuando se lleva a cabo una comparación de costos, es necesario tener una visión de conjunto en la que inicialmente no importa si el operador de la red o el operador de la planta tengan que cargar con el costo en las opciones alternativas en consideración. En su lugar, el punto legal de conexión a la red debería determinarse sobre la base de una comparación macro-económica. La decisión sobre la base del pago por medidas requeridas posteriormente por el operador de la planta y por el operador de la red no debería tomarse hasta la siguiente etapa.

Este principio puede ilustrarse con ayuda de un ejemplo: el operador de la planta A construye una planta de biogás con una capacidad eléctrica de 300 kW en la vecindad inmediata de su fundo agrícola y quisiera conectar la planta a la red pública de energía eléctrica. La línea de energía eléctrica más cercana al sitio de la unidad de calor y energía combinados (15 m de distancia) es una línea de bajo voltaje. Sin embargo, el nivel de voltaje de la línea de bajo voltaje significa que es técnicamente inadecuada para recibir la electricidad. Por lo tanto, tiene que encontrarse el punto de conexión más cercano a una red de mediano voltaje. Sin embargo, si fuera más caro hacer la conexión ahí (por ejemplo, debido al costo del mejoramiento de la red que se requeriría) que en otra red de mediano voltaje que está más lejos, entonces la planta debería estar conectada en este último punto. La cuestión de cómo se compartirá los costos se pone de lado por el momento (ver más detalles en 7.2.1.3).

El operador de la planta está en libertad, sin embargo, de elegir un punto de conexión diferente a la red en vez del establecido de acuerdo con los principios delineados anteriormente. Un caso particular en el que esto puede tener sentido es si el operador de la planta es capaz de obtener una conexión significativamente más rápida y comenzar así a alimentar con mayor prontitud. En estas circunstancias, el operador de la planta debe cubrir los costos adicionales.

Finalmente, sin embargo, el operador de la red tiene el derecho a tomar la decisión final y puede asignar un punto de conexión definitivo a la red. Si el operador de la red hace uso de este derecho, no obstante, debe pagar los costos adicionales que surjan respecto de y por encima de aquéllos para conectarse en el punto de conexión legal, es decir, el punto más cercano y económicamente más ventajoso.

7.2.1.2 Expansión de capacidad

Si no se puede alimentar la electricidad en el punto legal de conexión a la red debido a que la capacidad de la red es inadecuada, el operador de la planta puede demandar que el operador de la red optimice, fortalezca o mejore la red sin demora de acuerdo con tecnología de última generación. Este derecho también se aplica incluso antes de que se haya obtenido un permiso según la legislación de control de la contaminación o de edificaciones o antes de que se haya tomado una decisión oficial provisional. Sin embargo, es necesario que el planeamiento de la planta haya llegado a una etapa avanzada. Éste es el caso, por ejemplo, si ya se ha emitido órdenes para los planes detallados o si ya se cuenta con contratos de producción.

El operador de la red no tiene que comenzar el trabajo de mejoramiento salvo que y hasta que el operador de la planta solicite expresamente esta tarea.

7.2.1.3 Costos de conexión a la red y expansión de capacidad de la red

Respecto de los costos asociados a la conexión de una planta de biogás a la red pública de energía eléctrica, la ley distingue entre los costos de conexión a la red y los costos de mejoramiento de la red. En consecuencia, el operador de la planta carga con el costo de conectar la planta a la red, mientras que el operador de la red tiene que pagar la optimización, el fortalecimiento y el mejoramiento de la red. En la práctica, es a menudo materia de controversia determinar si una medida en particular, tal como el tendido de una línea de energía eléctrica o la construcción de una subestación de transformadores, debiera caer dentro de la categoría de conexión a la red o de mejoramiento de la red. Los factores decisivos son si la medida es necesaria para la operación de la red y quién tiene o adquiere propiedad de las líneas instaladas o de otros componentes de la instalación. En casos individuales, esto puede dar origen a cuestiones difíciles de diferenciación. Sin embargo, el operador de la planta siempre debe evitar asumir la propiedad de las líneas, los transformadores

u otras instalaciones que considere que pertenecen a la red y que no forman parte del equipamiento para establecer la conexión.

Como los costos del trabajo de construcción requeridos para conectar la planta a la red pueden variar considerablemente y si dependen grandemente del punto de conexión a la red, en este respecto también es aparente que la elección del punto de conexión es particularmente importante para el operador de la planta.

7.2.2 Gestión de la alimentación

De acuerdo con la EEG, los operadores de plantas de biogás u otras plantas de las EEG con una capacidad eléctrica de más de 100 kW están obligados a equipar la planta de biogás con ciertos dispositivos técnicos para permitir al operador de la red una gestión de alimentación eficaz. El propósito de la gestión de alimentación es evitar la sobrecarga de la red. Con este fin el operador de la red tiene derecho, en las circunstancias fijadas en la ley, a reducir el producto de las plantas de generación de energía eléctrica con una capacidad por encima de 100 kW o a desconectarlas de la red. Sin embargo, en esos casos, el operador de la red siempre deben tomar en cuenta la prioridad otorgada a la electricidad de fuentes de energía renovable y provenientes de generación combinada de calor y energía, por encima de la generación de electricidad producida convencionalmente. Si existe un peligro de sobrecarga de la red, en consecuencia, el operador de la red debe primero regular el producto de las plantas convencionales de generación de energía eléctrica.

En detalle, la Ley dispone que las plantas de biogás con una capacidad de más de 100 kW deben estar equipadas con una instalación técnica u operativa que permita que la energía que se está alimentando se reduzca por control remoto y también que mida la cantidad de energía eléctrica que se está alimentando y que ponga estos datos a disposición del operador de la red. Las plantas de biogás que ingresaron al servicio antes del primero de enero de 2009 tenían que reacondicionarse convenientemente para finales de 2010 a más tardar.

Si el operador de la red reduce la producción de una planta por un cierto periodo, debe compensar al operador de la planta por la remuneración de la EEG pagadera de otro modo así como por cualquier ingreso que se pierda de la venta de calor. Sin embargo, por su parte, el operador de la planta debe permitir que se deduzca cualquier ahorro, especialmente ahorro de costos del combustible.

7.2.3 Alimentación de energía eléctrica y venta directa

Un pre-requisito para recibir la tarifa de la EEG es que se alimente la electricidad a la red pública y se ponga a disposición del operador de la red. Si la planta se conecta a la propia red del operador de la planta (por ejemplo, la red de una compañía) o a una red que pertenece a un tercero, la alimentación a la red pública puede hacerse sobre base comercial y contable.

Aunque el operador de la planta esté en libertad de utilizar parte o toda la electricidad que ha generado para satisfacer sus propias necesidades o para proveer de energía eléctrica a terceros con una conexión directa a su planta, el operador de la planta no recibirá ningún pago por concepto de la EEG en ninguno de esos casos.

Los operadores de la planta también pueden renunciar temporalmente a la tarifa de la EEG y pueden entrar por sí mismos en la venta directa de la electricidad que alimenta a la red pública de energía eléctrica ya sea en el mercado mayorista de electricidad o directamente a terceros. La electricidad que se vende en una bolsa de electricidad se negocia sin referencia al método de generación. En otras palabras, se vende como 'electricidad gris'. Además, no obstante, los operadores de la planta tienen la opción de comercializar el valor ecológico agregado de la generación de energía a partir de fuentes de energía renovable en la forma de certificados de electricidad verde (por ejemplo, los REC). En los contratos bilaterales de suministro, también es posible considerar la venta de electricidad directamente como 'electricidad verde'. La venta directa no tiene sentido económico, no obstante, salvo que los ingresos provenientes de vender la electricidad por cuenta propia del operador de la planta sean más altos que los derivados de la tarifa de la EEG.

Si los operadores de la planta deciden vender su electricidad directamente, deben hacerlo por meses calendario completos. Pueden alternar entre la tarifa de la EEG y la venta directa mes por mes, pero deben notificar al operador de la red del cambio antes del inicio del mes calendario previo. Por ejemplo, si un operador de la planta desea cambiar hacia la venta directa a partir de octubre de 2010, debe informar al operador de la red de esto a más tardar el 31 de agosto de 2010. Si luego desea revertir a la tarifa de la EEG de noviembre de 2010, debe informar al operador de la red a más tardar el 30 de setiembre de 2010.

Los operadores de las plantas también están en libertad de vender directamente sólo un cierto porcentaje de la electricidad generada en un mes calendario



determinado, en vez de toda la energía, y seguir exigiendo la tarifa de la EEG por el resto de la electricidad. En este caso también deben notificar al operador de la red del porcentaje de electricidad a venderse directamente antes del inicio del mes calendario previo y deben mantenerse a este porcentaje verificable durante todo momento. Se debe mantener el porcentaje por cada cuarto de hora durante el mes.

7.3 Tarifas de la EEG

El derecho a recibir la tarifa de la EEG se inicia tan pronto se genere electricidad exclusivamente a partir de fuentes de energía renovable y se comience a alimentarla a la red pública de energía eléctrica. El derecho corresponde al operador de la planta, es decir a quienquiera que use la planta para la generación de energía eléctrica independientemente de la propiedad e implica una exigencia para el operador de la red de energía eléctrica que recibe la electricidad.

7.3.1 Base para determinar los pagos

Las siguientes secciones describen en detalle cómo se determina el nivel de pagos y el periodo por el cual se paga. Un examen de lo que se quiere decir con los términos 'planta' (o 'instalación' tal como se utiliza en la Ley) y 'puesta en marcha', que son cruciales para el nivel y duración de los pagos aparece luego de la descripción de los principios fundamentales. Las secciones finales revisan más estrechamente los distintos bonos pagaderos de acuerdo con la EEG para la energía eléctrica generada a partir del biogás.

7.3.1.1 Nivel de pagos de tarifas

El nivel de la tarifa se determina por, entre otras cosas, el tamaño de la planta, la fecha en la que se puso en marcha y la fuente de energía. Además, la ley incluye un sistema de bonos diferenciados que ofrece varios incentivos al uso de ciertos materiales como insumo, el empleo de nuevas tecnologías y a la eficiencia en el uso del calor.

Cuando se calcula el nivel de pago, el primer punto que se debe notar es el tamaño de la planta de biogás: cuanto mayor sea la capacidad eléctrica instalada de la planta, menor será el pago por la energía eléctrica generada. Así la Ley toma en cuenta el hecho de que el costo específico de cada kilowatt-hora de electricidad generada caerá a medida que se incrementa el tamaño de la planta. Para compensar esto,

las plantas pequeñas, a las que el legislador considera particularmente aptas para la promoción, reciben una tarifa más alta.

Como diferencial por el tamaño de la planta, la EEG incluye una escala de pagos deslizante que se basa en umbrales de capacidad legalmente definidos. Si la capacidad eléctrica de la planta excede un cierto umbral cuando se está calculando el pago, la energía eléctrica generada debe fijarse en relación con los umbrales respectivos de capacidad. La tarifa de la EEG promedio para la electricidad a partir de una planta de biogás se calcula entonces por el promedio de los pagos concedidos por cada una de las porciones de capacidad individuales. Esto asegura que el pago promedio se reduzca sólo ligeramente en donde la producción exceda un cierto umbral por una cantidad insignificante y que la operación de una planta de biogás hecha a la medida del lugar específico tenga sentido económico.

No es la capacidad eléctrica instalada de la planta sino su producción anual promedio la que determina cómo la energía eléctrica alimentada a la red se asigna a las diferentes porciones de capacidad. La producción anual promedio se calcula dividiendo la cantidad total de electricidad alimentada a la red en un año calendario por el número total de horas completas en ese año calendario: por lo tanto, como regla general, entre 8.760. Un efecto secundario de esto es que las plantas que no han generado electricidad por un cierto periodo debido a trabajo de mantenimiento, por ejemplo, recibirán un pago promedio más alto por kilowatt-hora que aquello a lo que tendría derecho si hubieran estado en operación continua con carga total.

7.3.1.2 Duración de los pagos de tarifas

El derecho al pago de la tarifa de la EEG no continúa por un tiempo ilimitado. Está restringido a un periodo de 20 años calendario más la parte remanente del año en la que se puso en marcha la planta de biogás. Por ejemplo, si se pone en marcha una planta el primero de julio de 2010, el periodo de pago se inicia el primero de julio de 2010 y termina el 31 de diciembre de 2030. La fecha de puesta en marcha de una planta es la fecha en que comenzó la operación, independientemente del combustible que utiliza. Si una planta funciona inicialmente con gas natural o petróleo, por ejemplo, y si se convierte en biogás en una fecha posterior, el periodo de pago comienza en la fecha en que comenzó la operación con gas natural o petróleo.

El periodo legal de pago continúa corriendo incluso si el operador de la planta vende la electricidad directamente. No existen disposiciones legales que prevean la extensión del periodo de pago legal. Tampoco se puede extender por una inversión de capital adicional significativa, ya que, desde el primero de enero de 2009, la EEG ya no permite la puesta en marcha de plantas renovadas. El reemplazo del generador tampoco implica el re-inicio del periodo de pago.

Cuando termina el periodo de pago legal, expira el derecho a exigir el pago de la tarifa EEG. Aunque un operador de planta siga teniendo el derecho de suministrar su electricidad a la red, con prioridad por encima de otros proveedores, desde ese momento en adelante tiene que hacer esfuerzos de vender la electricidad directamente.

7.3.1.3 Disminución gradual

El nivel de tarifa pagadero a una planta en el año en que se puso en marcha sigue siendo constante por todo el periodo de pago legal.

Sin embargo, se aplican tasas tarifarias más bajas a plantas que se pusieron en marcha en años más recientes. La EEG dispone una reducción anual en la tarifa de alimentación mínima, con diferentes grados de reducción dependiendo del tipo de energía renovable. Esto debe tomar en cuenta no solamente la rentabilidad creciente de la generación de energía a partir de fuentes de energía renovable y las ventajas tecnológicas, sino también el crecimiento del número de plantas construidas, lo cual generalmente disminuye los precios.

Al 1%, la reducción anual por la electricidad proveniente del biogás, tanto para la tarifa básica como para los bonos, es la menor de la escala de disminución gradual. No obstante, sirve como incentivo económico para que el operador de la planta asegure que la planta de biogás se ponga en marcha antes del final del año en consideración. Por otro lado, si se pone en marcha una planta justo antes del final de un año calendario, la ventaja económica de evitar la disminución gradual debe sopesarse contra la desventaja económica de lo que sería, en general, un periodo de pago garantizado de la EEG significativamente más corto, debido a que el tiempo remanente del año de puesta en marcha es extremadamente corto.

Por ejemplo, el operador de una planta con una capacidad de 150 kW que se pone en marcha el 31 de diciembre de 2009 recibe una tarifa básica de 11,67 centavos por kWh. Si la planta no se pone en

marcha hasta el 1 de enero de 2010, la tarifa es solamente de 11,55 centavos por kWh. Sin embargo, en el primer caso, la tarifa se paga por un periodo de veinte años y sólo un día, mientras que en el último caso se paga por veinte años y 364 días. Si se tiene todo esto en cuenta, por lo tanto, el pago total de acuerdo con la EEG es más alto a pesar del nivel de tarifa ligeramente menor. No obstante, debe recordarse que es imposible predecir los precios de la electricidad. Puede ser, por ejemplo, que la venta directa se haga más atractiva que la tarifa de la EEG dentro de diez años, en cuyo caso la ventaja de un periodo de pago más largo ya no se aplicaría.

7.3.2 Definiciones de planta y fecha de puesta en marcha - determinar correctamente el nivel de pago

Determinar qué es una 'planta' así como la fecha de puesta en marcha de la planta es sumamente importante para determinar la tasa tarifaria relevante en cada caso en particular.

Tabla 7.1: Tarifas para plantas de biogás que se pusieron en marcha en 2011

	Producción de la planta según la definición de la Sección 18 inciso 2 de la EEG	Tarifas en centavos por kWh (puesta en marcha en 2011) ^a
Tarifa básica de la electricidad proveniente de la biomasa	hasta 150 kW hasta 500 kW hasta 5 MW hasta 20 MW	11,44 9,00 8,09 7,63
Bono de calidad del aire	hasta 500 kW	+0,98
Bono NawaRo	hasta 500 kW hasta 5 MW	+6,86 +3,92
Bono de bosta	hasta 150 kW hasta 500 kW	+3,92 +0,98
Bono de manejo del paisaje	hasta 500 kW	+1,96
Bonos de CHP	hasta 20 MW	+2,94
Bono de tecnología	hasta 5 MW	+1,96 / +0,98 ^b

a. De acuerdo con el memorando explicativo de la ley, las tarifas especificadas en la EEG se añaden primero, luego se reducen por la tasa de disminución gradual anual de 1% y finalmente se redondean a dos puntos decimales. Por lo tanto, en los casos individuales, la tarifa aplicable puede diferir del total de las tarifas especificada aquí.

b. La cifra menor se aplica a las plantas de procesamiento de gas con una capacidad máxima de más de 350 metros cúbicos normales hasta un máximo de 700 metros cúbicos normales de gas crudo procesado por hora.

7.3.2.1 Planta tal como se define en la EEG

La EEG define 'planta' ('instalación' en la traducción al inglés de la Ley) como cualquier instalación que genere electricidad a partir de fuentes de energía renovable, es decir, básicamente cualquier planta de biogás con una unidad de CHP. En contraste con la posición legal antes de 2009, ya no es necesario que la planta sea capaz de generar electricidad 'independientemente' a partir de fuentes de energía renovable. De acuerdo con el memorando explicativo de la Ley, esto se hace para introducir una definición más amplia del término 'planta'.

Las configuraciones de planta en las que más de una unidad de CHP se encuentran conectadas a una planta de biogás no son fáciles de categorizar según la ley. Se debaten muchos temas en este respecto y hasta ahora no se han aclarado finalmente, a pesar de una recomendación de la Cámara de Compensaciones de la EEG emitida el primero de julio de 2010 (Ref. 2009/12). Los comentarios a continuación son sólo una reflexión del punto de vista personal del autor, en general no son vinculantes y no son un sustituto para el consejo legal en casos individuales.

En opinión del autor y contrariamente a la recomendación 2009 / 12 de la Cámara de Compensaciones de la EEG, si se opera dos o más unidades de CHP en una planta de biogás y se utiliza conjuntamente las mismas instalaciones de producción de biogás (digestor, tanque de digestato, etc.), cada una no debe considerarse como una planta separada debido a que existe actualmente una definición de planta más amplia. Por el contrario, forman parte de una planta conjunta. De acuerdo con este punto de vista, es irrelevante la cuestión de si los requisitos adicionales en la Sección 19 inciso 1 de la EEG se cumplen. Por lo tanto, la producción promedio de la planta, que es crucial para determinar el nivel del pago de la tarifa, debe calcularse sobre la base de la cantidad total de energía suministrada a la red en un año calendario. En otras palabras, para calcular la tarifa, se cuenta las producciones provenientes de las unidades individuales de CHP, que como regla general serán alimentadas a la red a través de una línea común, conjuntamente como una producción única. En consecuencia, asumiendo que las unidades de CHP operan horas similares, una planta de biogás con una unidad de CHP de 300 kW recibirá la misma tarifa de alimentación que una planta de biogás con dos unidades de 150 kW.

Un caso especial que se puede distinguir es el de las **unidades satélite de CHP**. Estos son módulos

adicionales de CHP directamente conectados a la planta de generación de biogás por medio de una tubería de biogás crudo. Si se ubica a una distancia suficiente de la unidad de CHP de la planta de generación de biogás, una unidad satélite de CHP puede considerarse como una planta independiente. Sin embargo, la EEG no incluye ningún criterio específico que defina las condiciones según las cuales se puede considerar que una planta es una entidad legalmente independiente. En la práctica, una distancia de aproximadamente 500 m sería el estándar para definir el criterio clave de 'proximidad espacial directa'. Más allá de esta distancia, una unidad satélite de CHP siempre debería clasificarse como una planta independiente. Esta definición no tiene base en la redacción de ley. No obstante, tal criterio fue también enfatizado expresamente por la Cámara de Compensaciones de la EEG en su recomendación del 14 de abril de 2009 (Ref. 2008/49). En consecuencia, desde el punto de vista del autor, será necesario contar con la opinión de un tercero neutral y evaluar cada caso por separado. El uso eficiente del calor, por ejemplo, sugiere que la unidad satélite de CHP sea independiente desde un punto de vista legal.

La condición legal de una unidad de CHP satélite debería consultarse con el operador de la red relevante antes de que se inicie la construcción.

7.3.2.2 Agrupamiento de dos o más plantas

En ciertas circunstancias, se puede considerar dos o más plantas de biogás como una planta única para propósitos de calcular la tarifa, incluso si cada una de ellas está clasificada como planta separada de acuerdo con la definición de 'planta' explicada anteriormente.

El objetivo de esta disposición es evitar que se establezca plantas en una configuración diseñada para aprovechar injustamente los beneficios. La legislación busca evitar la división macroeconómica sin sentido de una planta de biogás potencialmente más grande en dos más plantas de biogás similares para beneficiarse con la tarifa. Esto es porque dos o más plantas pequeñas recibirán un pago significativamente más alto que una planta grande debido a las tasas tarifarias deslizantes (confrontar 7.3.1.1).

La EEG estipula condiciones legales claras para determinar si dos o más plantas deberán clasificarse como una. Si se cumple con todas esas condiciones, se considera que las plantas constituyen una sola planta.

De acuerdo con la Sección 19 inciso 1 de la EEG, dos o más plantas independientes de biogás se clasificarán como una planta única para propósitos de cal-

cular los pagos de la tarifa, independientemente de la situación de propiedad, si se cumplen las siguientes condiciones:

- se han construido en el mismo terreno o en proximidad espacial directa;
- cada una de ellas genera electricidad a partir de biogás o biomasa;
- la electricidad generada en las plantas individuales de biogás se remunera de acuerdo con las disposiciones de la EEG en función de capacidad de la planta;
- las plantas individuales de biogás se pusieron en marcha dentro de un periodo de doce meses calendario consecutivos.

De acuerdo con la redacción de la Sección 19, inciso 1 de la EEG, sin embargo, el agrupamiento de dos o más plantas como una planta única sirve sólo para determinar la tarifa pagadera por el generador que entró en funcionamiento más recientemente. En general, el generador será idéntico a la unidad de CHP.

Ejemplo: Donde se agrupa tres plantas desde un punto de vista legal, el derecho de recibir la tarifa sigue siendo el mismo para la planta que se puso en marcha antes que la segunda planta.

Cuando el derecho a la tarifa se está determinando para la segunda planta, sin embargo, no obstante, si se cumple acumulativamente con las condiciones legales, entonces se aplicará la Sección 19, inciso 1 de la EEG y ambas plantas se agruparán de esa manera.

De modo similar, el derecho a la tarifa para la segunda planta de biogás permanecerá también invariable cuando se pone en marcha la tercera planta. Cuando hay que determinar la tarifa a pagar para la tercera planta de biogás, si se cumple las condiciones legales, las tres plantas de biogás se clasificarán como una planta única.

El efecto de la Sección 19, inciso 1 de la EEG se aplica tanto a los derechos a la tarifa básica como al derecho a todos los bonos, cuyos niveles asimismo están relacionados con ciertos umbrales de capacidad. Este es el bono de calidad de aire, el bono de cultivos energéticos, el bono de bosta, el bono de manejo del paisaje y el bono de tecnología.

7.3.2.3 Ejemplos de configuraciones de plantas individuales

A continuación, se presenta algunos ejemplos ilustrativos para mostrar qué impactos pueden tener las distintas configuraciones de las plantas en la condición de las plantas y, en consecuencia, el pago de las tarifas. La evaluación de los ejemplos es una pura reflexión de las opiniones personales del autor de esta

sección. No pretende ser vinculante en términos generales ni reemplaza el consejo de un abogado en casos individuales.

Ejemplo 1: Una planta de biogás comprende un digestor, un digestor secundario, un tanque de almacenamiento de digestato y dos o más unidades de CHP operadas en el mismo sitio que la planta de biogás.

Desde el punto de vista del autor, esto es simplemente una sola planta, independientemente del número de unidades de CHP o de la fecha en la que se pongan en marcha. De acuerdo con la Cámara de Compensaciones de la EEG, por otro lado, éste será el caso sólo si las unidades de CHP se pusieron en marcha dentro de los 12 meses consecutivos (Sección 19 inciso 1 de la EEG).

Ejemplo 2: Una planta de biogás se conecta por tuberías de biogás crudo a dos unidades de CHP ubicadas en el mismo sitio que la planta de biogás y a una tercera unidad ubicada a una distancia de 150 metros en un terreno inmediatamente adyacente al sitio de la planta de biogás. Todas las unidades de CHP se pusieron en marcha en 2009.

En este caso, las dos primeras unidades de CHP mencionadas se clasifican como una planta, como en el ejemplo 1. En términos de la ley que rige el pago de tarifas, la tercera unidad de CHP también debería agruparse con esta planta, ya que no es una planta independiente en sí misma. No hay suficiente separación espacial y funcional de la planta de biogás.

Ejemplo 3: Una planta de biogás se conecta por tuberías de biogás crudo a dos unidades de CHP ubicadas en el mismo sitio que la planta de biogás y a una tercera unidad en un terreno que no está inmediatamente adyacente al sitio de la planta de biogás sino a 800 metros de distancia. La tercera unidad de CHP se ubica en un pueblo cercano. El calor residual se utiliza para calentar edificios de vivienda. Todas las unidades de CHP se pusieron en marcha en 2009.

En este caso, también, las dos primeras unidades de CHP mencionadas se clasifican como una planta. Sin embargo, en contraste con el ejemplo 2, la tercera unidad de CHP se clasifica como una planta independiente debido a su independencia espacial y funcional respecto de la planta de biogás. Por lo tanto, en este caso, existen dos plantas: la planta de biogás con dos unidades de CHP y la que es independiente es la tercera unidad de CHP. El agrupamiento de las tres instalaciones en una sola planta de acuerdo con la Sección 19 inciso 1 de la EEG no se puede aplicar porque la tercera unidad de CHP no está en 'proximidad espacial directa' de la planta principal.

Ejemplo 4: Diez plantas de biogás, cada una constituida por un digestor, un digestor secundario, un tanque de almacenamiento de digestato y una unidad de CHP de capacidad idéntica, no conectadas entre sí de ninguna manera, se ubican a 20 metros de separación en un terreno parcelado entre las plantas de biogás individuales. Todas las plantas de biogás se pusieron en marcha en 2009.

En este caso, es verdad que cada planta de biogás es una instalación completa y separada según la Sección 3 No. 1 de la EEG. Sin embargo, para los propósitos de determinación del pago de la tarifa, se clasifica a las plantas de biogás como una planta de acuerdo con la Sección 19 inciso 1 de la EEG porque están en proximidad espacial directa entre sí y se pusieron en funcionamiento dentro de un periodo de doce meses.

La Sección 19 inciso 1 de la EEG también se aplica a plantas que se pusieron en marcha antes de 2009. Especialmente aquellos sitios que se pueden describir como parques de plantas, por lo tanto, inicialmente tuvieron que enfrentar reducciones considerables en las tarifas después del 1 de enero de 2009. Desde la aprobación de la Sección 66 inciso 1a de la EEG, sin embargo, que fue incluida en la Ley del 1 de enero de 2010, las plantas que ya se operaban como plantas modulares antes del 1 de enero de 2010 se clasifican como plantas separadas, independientemente de la Sección 19 inciso 1 de la EEG. De acuerdo con el memorando explicativo de la Ley, los operadores de dichas plantas pueden exigir pago retrospectivo del monto total de la tarifa a partir del 1 de enero de 2009. Previamente, varios operadores de planta habían presentado una queja constitucional contra la aplicación de la Sección 19 inciso 1 de la EEG respecto de las plantas existentes y, al no haber tenido éxito en ese sentido, tuvieron que buscar protección legal temporal ante el Tribunal Constitucional Federal.

7.3.2.4 Fecha de la puesta en marcha.

Aparte de la capacidad de la planta, el año en que se puso en marcha la planta es particularmente importante para determinar el nivel de pago, ya que las tasas tarifarias caen dentro de cada año subsiguiente a la puesta en marcha debido al principio de la disminución gradual de la tarifas (ver 7.3.1.3).

De acuerdo con la EEG, se considera que una planta ha sido puesta en marcha cuando se pone en operación por primera vez luego de establecer su aptitud operativa técnica. Desde el 1 de enero de 2009, ya no es irrelevante si el generador de la planta opera con

fuentes de energía renovable desde el inicio o si inicialmente funciona (por ejemplo, durante el arranque) con combustibles fósiles. La alimentación de electricidad a la red no es absolutamente necesaria para que se ponga en marcha la planta, siempre y cuando la planta esté lista para operar y el operador de la planta, a su vez, haya hecho todo lo necesario para hacer posible la alimentación a la red. La operación de prueba no se considera como la puesta en marcha de una planta.

La re-ubicación posterior de un generador puesto en marcha a otro lugar no modifica en absoluto la fecha de la puesta en marcha. Incluso si un generador que ya ha sido usado se instala posteriormente en una nueva unidad de calor y energía eléctrica combinados, la fecha de puesta en marcha de esa nueva unidad de generación de energía se considera la misma que la del generador usado, con la consecuencia de que el periodo de pago de la tarifa de acuerdo con la EEG se acorta de manera correspondiente.

7.3.3 Nivel de pagos tarifarios en detalle

La tarifa básica y los distintos bonos se describen en detalle a continuación junto con los requisitos respectivos para el pago. La Tabla 7.1 muestra una vista de conjunto del nivel de pagos para las plantas de biogás que se pusieron en marcha en el 2011.

7.3.3.1 Tarifa básica

En relación a la conversión de biogás en electricidad, el derecho a recibir la tarifa básica para las plantas de biogás puestas en marcha en 2011 es el siguiente: 11,44 centavos por kilowatt-hora hasta una producción de planta de 150 kW, 9,00 centavos por kilowatt-hora hasta una producción de planta de hasta 500 kW, 8,09 centavos por kilowatt-hora hasta una producción de planta de hasta 5 MW y 7,63 centavos por kilowatt-hora hasta una producción de planta de 20 MW.

La manera en que se determina la tarifa básica se puede ilustrar con la ayuda del ejemplo siguiente: la unidad de CHP de una planta de biogás puesta en marcha en 2011 tiene una capacidad eléctrica instalada de 210 kW. En 2011, la unidad de CHP logra 8.322 horas de carga completa de operación. La producción anual promedio tal como se define en la EEG es, por lo tanto, de 200 kW. De acuerdo con la tarifa básica deslizando, tres cuartos de la electricidad (150 kW de 200 kW) son remunerados a 11,44 centavos por kilowatt-hora y un cuarto de la electricidad (50 kW de 200 kW) a 9,00 centavos por kilowatt-hora. La tarifa

básica promedio, entonces, es aproximadamente 10,83 centavos por kilowatt-hora.

Un pre-requisito para tener derecho a la tarifa básica es que la electricidad se genere a partir de biomasa de acuerdo con el sentido de la Ordenanza sobre la Biomasa (BiomasseV). La Ordenanza sobre la Biomasa define biomasa como una fuente de energía a partir de fitomasa y zoomasa y de sub-productos y productos residuales cuyo contenido energético se deriva de fitomasa y zoomasa. El gas producido de la biomasa se clasifica también como biomasa.

Todos los materiales de alimentación comúnmente utilizados en las plantas de biogás están incluidos en la definición de biomasa. Sin embargo, debe notarse que de acuerdo con la Sección 3 de BiomasseV, ciertas sustancias no se reconocen como biomasa dentro del significado de la Ordenanza sobre la Biomasa. Además de ciertos sub-productos animales, esos también incluyen lodo líquido de desagües, gas de tratamiento de desagües y gas de rellenos sanitarios.

Desde 2009, también se ha sido permitido que las plantas de la EEG utilicen sustancias que, aunque no cumplen con la Ordenanza sobre la Biomasa, se puede clasificar como biomasa en el sentido más amplio (como el lodo líquido de desagüe). Sin embargo, la tarifa que se paga luego se aplicará solamente a la proporción de electricidad que es atribuible al uso de biomasa según el significado de la Ordenanza sobre la Biomasa.

De acuerdo con el memorando explicativo de la Ley, sin embargo, esta ampliación del 'principio de exclusividad' no se aplica a la producción de biogás en sí, debido a que para ser apto para recibir la tarifa, el biogás mismo debe ser biomasa según el significado de la Sección 27 inciso 1 de la EEG, y debe cumplir con los requisitos de la Ordenanza sobre la Biomasa. Por esta razón, el biogás mismo debe producirse exclusivamente a partir de biomasa según el significado de la Ordenanza sobre la Biomasa. Sin embargo, posteriormente el biogás puede utilizarse en combinación con otra 'biomasa gaseosa en el sentido más amplio', tal como el gas proveniente del tratamiento de aguas servidas (confrontar Sección 3 No. 11 BiomasseV), para la generación de energía eléctrica.

Desde el 1 de enero de 2009, la tarifa de alimentación de la EEG para plantas grandes se ha relacionado a la operación de generación de calor y energía combinados. De acuerdo con esto, la energía eléctrica proveniente de plantas de biogás con una capacidad de más de 5 MW es apta para recibir las tarifas solamente si también se utiliza el calor producido durante la generación. La restricción tiene como fin alentar a los ope-

radores a asegurar que las grandes plantas de biogás se construyan siempre en la vecindad de usuarios apropiados del calor.

7.3.3.2 Bonos para la utilización de fuentes renovables

La EEG concede un bono para el uso de recursos renovables (biomasa cultivada, cultivos energéticos: conocidos en alemán como los bonos NawaRo y en inglés a veces como el bonos de cultivos energéticos) con el fin de compensar el gasto financiero mayor asociado con el uso de materiales de insumo basados en plantas en comparación con el uso de biomasa proveniente de residuos, por ejemplo. Esto tiene como objetivo promover el uso más eficiente de la biomasa que surge en las empresas agrícolas, forestales u hortícolas, especialmente en plantas relativamente pequeñas, en donde la operación con tales recursos renovables a menudo no sería económica sin un incentivo financiero adicional.

Si se examina de cerca, el bono NawaRo está constituido de varios bonos diferentes, a veces graduados de acuerdo con la capacidad de la planta, la cual, por un lado, depende del tipo del sustrato utilizado y, por el otro, del tipo de generación de energía eléctrica. Los recursos renovables, es decir los cultivos energéticos, se definen en la Sección II. 1 del Anexo 2 de la EEG:

‘Los cultivos energéticos se referirán a plantas o partes de plantas que se originan de operaciones agrícolas, silvícolas u hortícolas o provenientes del paisajismo y que no han sido tratados o modificados de ninguna manera diferente que no sea para cosecha, conservación o uso de la biomasa en las instalaciones’.

La bosta (lodo líquido) es tratada igual a los cultivos energéticos.

Se proporciona una lista de sustratos clasificados como cultivos energéticos en una Lista Positiva no exhaustiva. La EEG también contiene una Lista Negativa (exhaustiva) de los sustratos que no se clasifican como cultivos energéticos y cuyo uso en consecuencia elimina el derecho al bono NawaRo.

Bono NawaRo general

El bono NawaRo se otorga generalmente con una capacidad de hasta 5 MW e, independientemente del tipo de biomasa renovable utilizada, para plantas puestas en marcha en 2011. Este bono llega a 6,86 centavos por kilowatt-hora por la capacidad hasta 500 kW y 3,92 centavos por kilowatt-hora por capacidad encima de 500 kW.



Tabla 7.2: Rendimientos de biogás estándar de sub-productos puramente basados en plantas de acuerdo con la Lista Positiva de la EEG (selección) ^a

Sub-productos puramente basados en plantas	Rendimiento de biogás estándar de acuerdo con la Sección V del Anexo 2 de la EEG	
	[kWh _{el} /t FM]	[Nm ³ CH ₄ /t FM]
Granos residuales (frescos o prensados)	231	62
Restos de vegetales	100	27
Glicerol del procesamiento de plantas oleaginosas	1.346	364
Cáscara de papa	251	68
Pomasa (fresca, no tratada)	187	51
Harina de aceite de semilla de colza	1.038	281
Torta de semilla de colza (contenido residual de aceite aproximadamente de 15%)	1.160	314

a. La Tabla 4.5 en el Capítulo 4 presenta la lista completa.

Una condición previa para otorgar el bono NawaRo general, aparte del uso exclusivo de cultivos energéticos y sub-productos basados en plantas, es que el operador de la planta debe mantener un registro de los materiales de insumo que muestre en detalle el tipo, cantidad y origen de la biomasa utilizada. Además, el operador de la planta no está autorizado para operar otra planta de biomasa que utilice sustancias que no sean los recursos renovables aptos en el mismo sitio de la planta.

Además de los cultivos energéticos y de la bosta, también está permitido utilizar algunos sub-productos puramente basados en plantas en la conversión de biogás en electricidad. Los sub-productos permitidos se especifican exhaustivamente en una Lista Positiva e incluyen, por ejemplo, pulpa de papa o cáscara de papa, granos residuales y vinaza de cereales. Sin embargo, el derecho al bono NawaRo es aplicable solamente a la proporción de electricidad que se genera realmente a partir de los recursos renovables relevantes o de la bosta. La proporción de electricidad elegible para el bono debe determinarse sobre la base de los rendimientos legales estándar de biogás de los sub-productos puramente basados en plantas verificados por un experto medio ambiental.

El Anexo 2 de la EEG presenta una visión de conjunto de todas las listas de sustancias utilizadas para

generar electricidad a partir de recursos renovables (Lista Positiva de cultivos energéticos, Lista Negativa de cultivos energéticos, Lista Positiva de sub-productos exclusivamente provenientes de plantas).

Para que se otorgue el bono NawaRo, si la planta que genera electricidad a partir de biogás requiere un permiso de acuerdo con la legislación de control de la contaminación. La instalación de almacenamiento de digestato debe contar con una cubierta a prueba de fugas de gas y las otras instalaciones que consumen gas deben tener dispositivos en previsión de mal funcionamiento eventual o súper-producción. De acuerdo con la redacción del Anexo 2 No. I. 4 de la EEG, sin embargo, sólo debe cubrirse las instalaciones de almacenamiento de digestato. La existencia de una instalación de almacenamiento de digestato no es un requisito previo para el bono NawaRo. Se debate si las instalaciones de almacenamiento de digestato también tienen que tener cubiertas a prueba de fugas de gas si no pertenecen a la planta de biogás, aunque las utilice el operador de la planta, o si ya no se debe esperar emisiones de metano debido al tiempo de retención precedente en otros contenedores. A falta de una regulación transitoria, los requisitos adicionales también se aplican a plantas que se pusieron en marcha antes del primero de enero de 2009. Sin embargo, cuando la adición de dicha cubierta incurriera retrospectivamente en costos que el operador existente apenas pudiera refinanciar económicamente, en ciertas circunstancias se puede evaluar esto como desproporcionado y de este modo contrario a la ley (referirse a la Sección 3.2.3 para consideraciones técnicas adicionales respecto en particular al almacenamiento de digestatos).

Bono de bosta

Por encima del bono NawaRo general, surge el derecho adicional a un bono por el uso de bosta para la generación de electricidad a partir del biogás. El propósito del bono de bosta es asegurar un uso más eficiente de la bosta pecuaria para la producción de biogás y reducir la aplicación de bosta no tratada y, por lo tanto, emisora de metano en los campos. El bono se paga por una capacidad de planta de hasta 500 kW_{el} solamente. Este límite se fija para evitar el posible transporte de grandes cantidades de bosta a lo largo de grandes distancias ('turismo de bosta').

De acuerdo con la definición oficial en el Reglamento (CE) No. 1774/2002/EC (Regulación de Higiene de la UE), la bosta se define como sigue:

'Excremento y / u orina de animales criados, con o sin cama, o guano, no procesado o procesado de acuerdo con

el Capítulo III del Anexo VIII o transformado de otra manera en biogás o plantas de composteo'.

El bono de bosta se paga de acuerdo con una escala deslizante y para plantas de biogás que se pusieron en marcha en 2011 alcanza 3,92 centavos por kilowatt-hora para la porción de la capacidad de hasta 150 kW y 0,98 centavos por kilowatt-hora para la porción de la capacidad superior y hasta 500 kW. Las plantas que tienen una capacidad mayor pueden exigir el bono de bosta de manera prorrateada de acuerdo con lo anterior.

Una condición previa para el pago del bono de bosta es que la bosta en todo momento represente al menos 30% de la masa de los sustratos utilizados para producir el biogás. La proporción de bosta se determina sobre la base de la tasa total de procesamiento de la biomasa en la planta y la masa se determina por peso.

El umbral de 30% por masa debe respetarse en todo momento. La base para verificar el cumplimiento permanente de esta proporción mínima es el registro de sustancias utilizadas, que debe mantener obligatoriamente el operador de la planta. La verificación misma debe presentarse una vez al año, antes del 28 de febrero del año subsiguiente, mediante un informe de experto preparado por un verificador ambiental. Para preparar el informe experto se usa los detalles proporcionados en el registro de sustancias.

Las plantas que utilizan **gas proveniente de una red de gas** para generar electricidad no tienen derecho al bono de bosta. Esto se relaciona en particular al uso del gas natural clasificado como un bio-metano y tomado de la red de gas natural (referirse a la 7.4 para los detalles adicionales). Dichas plantas operadas con intercambio de gas (Gasabtausch) sólo reciben el bono NawaRo general de hasta 7,0 centavos por kilowatt-hora. Sin embargo, el autor considera que las plantas que generan energía y obtienen biogás a través de una micro-tubería de gas directamente de la planta de producción de gas no están incluidas en esta exclusión (ver también 7.3.2.1). El esquema establecido de acuerdo con la ley respalda lo dicho: dichas plantas no utilizan gas natural clasificado como bio-metano, sino biogás 'genuino' del tubo, con la consecuencia que la referencia a la ficción legal de la Sección 27 inciso 2 de la EEG no habría sido necesaria en absoluto. Además, un tubo de gas único no es una red de gas dentro en el significado del No. IV. 2. b) oración 3 del Anexo 2 de la EEG: De otra manera, la excepción se aplicaría siempre, sujeta a una diferenciación legalmente incierta de acuerdo con la longitud de los tubos de gas, y ya no sería una excepción debido a que toda unidad de CHP

de biogás está conectada con el digestor por un tubo de gas.

Bono de manejo del paisaje

Otro bono adicional en relación con el bono NawaRo es el bono de manejo del paisaje, el cual se paga por utilizar recortes, material de poda, etc. proveniente del mantenimiento del paisaje. Si una instalación de biogás utiliza principalmente plantas o partes de plantas que surgen en el curso del manejo del paisaje, la tarifa legal para las plantas de gas que se pusieron en marcha en el 2011 se incrementa en 1,96 centavos por kilowatt-hora. Este bono también se paga por la porción de capacidad de planta de hasta 500 kW solamente. Las plantas con una capacidad más alta tienen derecho a reclamar el bono a pro rata.

Los residuos del manejo del paisaje comprenden residuos materiales no dirigidos a un uso específico en ningún otro lugar y, así, no se cultivan específicamente para un propósito, sino que surgen como un sub-producto inevitable del manejo del paisaje. El bono de manejo del paisaje crea una opción de utilización para estas sustancias residuales mientras que al mismo tiempo reduce la competencia por tierras en el sector de la biomasa, en línea con las intenciones del legislador.

Los detalles de los requisitos individuales para el derecho a este nuevo bono de manejo del paisaje son todavía materia de discusión (ver también 4.5). La Cámara de Compensaciones de la EEG completó su proceso de recomendaciones 2008/48 relativo al bono de manejo del paisaje en setiembre de 2009. Defiende una definición amplia del término 'residuos del manejo del paisaje'. De acuerdo con esto, el peso de la masa fresca es el valor de referencia clave para evaluar si una planta usa 'principalmente' material de manejo del paisaje, es decir por encima del 50%.

A diferencia de la situación con el bono de bosta, la EEG no estipula explícitamente que los requisitos para el bono de manejo del paisaje deban cumplirse en todo momento. Por lo tanto, debería ser suficiente si se cumple la proporción mínima cuando se determina el balance de fin de año.

7.3.3.3 Bono de calidad del aire

La enmienda de la EEG del primero de enero de 2009 introdujo por primera vez un bono de calidad del aire para plantas de biogás. El objetivo es reducir las emisiones carcinogénicas de formaldehído que se forman cuando se combustiona el biogás en las unidades de CHP. Por lo tanto, a veces el bono se denomina tam-



bién como bono de formaldehído. El bono está diseñado para alentar el uso de motores de baja emisión, por ejemplo, o el re-acondicionamiento de convertidores catalíticos.

La tarifa básica se incrementa en 0,98 centavos por kilowatt-hora para plantas de biogás que se pusieron en marcha en 2011 con una capacidad de hasta 500 kW inclusive si las emisiones de formaldehído no exceden el límite legal durante la operación de la planta. EL bono no se paga a plantas que generan electricidad a partir de bio-metano 'virtual', el cual, de acuerdo con las disposiciones de la EEG, se inyecta en un punto en la red de gas y se extrae en otro.

Además, el derecho al bono se restringe a las plantas de biogás que pueden recibir autorización según la Ley de Control de la Contaminación de Alemania (BImSchG). En particular, las plantas con un insumo térmico medido de más de 1 MW requieren una licencia según BImSchG. Si el insumo térmico medido está por debajo de ese umbral, la planta puede recibir licencia de acuerdo con BImSchG sólo en ciertas instancias (para más detalles ver 7.5.1). Si la planta sólo requiere permiso de construcción pero no licencia de BImSchG, el operador no tiene derecho a solicitar el bono de formaldehído.

Los operadores de plantas que se pusieron en marcha antes del primero de enero de 2009 pueden asimismo solicitar el bono. Según la letra del acuerdo transitorio de la EEG, lo mismo se aplica a las plantas existentes si la planta no requiere una licencia de BImSchG.

Los niveles de emisión en los que el operador de una planta puede recibir el bono son motivo de discusión. La Ley dispone que 'los límites de formaldehído establecidos en línea con el requisito de minimizar las emisiones estipuladas en las Instrucciones Técnicas sobre el Control de la Calidad del Aire' deben cumplirse. La autoridad responsable fija los límites relevantes en la notificación de licencia emitida de acuerdo con la legislación de control de la contaminación. Se basan en las normas de emisión especificadas en las Instrucciones Técnicas sobre el Control de la Calidad del Aire, de acuerdo con las cuales el formaldehído en el gas de escape no debe exceder una concentración de masa de 60 mg/m³, pero también debe tenerse en cuenta el requisito de minimizar las emisiones. Para cumplir con el requisito de minimizar las emisiones, la autoridad también puede imponer valores de emisiones más bajos en casos individuales y / o exigir que el operador de planta tome pasos específicos adicionales para minimizar las emisiones. Estas consideraciones sugieren que los niveles de emisio-

nes establecidos en la notificación de la licencia respectiva son también cruciales para determinar el derecho del operador de la planta a recibir el bono. Sin embargo, de acuerdo con una decisión del Grupo de Trabajo Federal / Estadual sobre el control de la contaminación (Bund-/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz – LAI) del 18 de setiembre de 2008, la notificación oficial exigida para verificar el cumplimiento de los límites se emite sólo si las emisiones de formaldehído no exceden 40 mg/m³.

La verificación del cumplimiento de los límites se dispone por certificación escrita de la autoridad responsable de supervisar el control de la contaminación según la ley del estado en cuestión. La certificación oficial de cumplimiento de los Límites de Formaldehído incluidos en las Instrucciones Técnicas sobre el Control de la Calidad del Aire en línea con el requisito de minimizar emisiones se otorga al operador luego de la presentación del informe de emisiones ante la autoridad responsable. Luego la certificación puede presentarse al operador de la red como prueba de cumplimiento.

7.3.3.4 Bonos de CHP

Con el bono de CHP, la EEG dispone un fuerte incentivo financiero para la utilización del calor residual que surge en la generación de electricidad. La utilización del calor incrementa la eficiencia de energía general de una planta de biogás y puede ayudar a reducir la combustión de los combustibles fósiles. La reforma de la EEG incrementó el incentivo financiero, elevando el bono desde 2,0 a 3,0 centavos por kilowatt-hora (para plantas puestas en marcha en 2009). Al mismo tiempo, sin embargo, los requisitos respecto de la utilización del calor se hicieron más estrictos para asegurar que se utilice el calor significativamente.

Para que el operador pueda solicitar el bono, la planta no solamente debe producir electricidad por co-generación (calor y energía combinados), sino que también debe tener una estrategia significativa para la utilización del calor que se produce.

Respecto de la electricidad proveniente de la co-generación, la EEG se refiere a la Ley de Calor y Energía Eléctrica Combinados (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG). De acuerdo con esta Ley, la planta debe simultáneamente convertir el insumo de energía en electricidad y en calor útil. Para instalaciones de CHP producidas en serie con una capacidad de hasta 2 MW, el cumplimiento de este requisito puede demostrarse por medio de documentación apropiada

del fabricante que muestre la producción térmica y eléctrica y la ratio de energía eléctrica a calor. Para plantas con una capacidad de más de 2 MW, se debe presentar prueba de que la planta cumple con los requisitos del Código de Práctica FW 308 de la Asociación Alemana del Calor y de la Energía Eléctrica (AGFW).

Según las disposiciones de la EEG, se considera que se hace buen uso del calor si se utiliza de acuerdo con la Lista Positiva (confrontar No. III, Anexo 3 de la EEG). Algunos ejemplos de partidas de la Lista Positiva son el suministro a ciertos edificios de insumo térmico anual máximo de 200 kWh por m² de área de superficie utilizable, la alimentación del calor a una red de suministro de calor que cumple ciertos requisitos y el uso de calor de proceso en ciertos procesos industriales. Existe una serie de asuntos que todavía no se han aclarado legalmente en relación con ciertos usos del calor mencionados en la Lista Positiva.

Algunos ejemplos de usos no aceptables del calor de acuerdo con la Lista Negativa (No. IV., Anexo 3 de la EEG) son la calefacción de ciertos edificios sin aislamiento térmico adecuado y el uso del calor en procesos ORC o de ciclo Kalina. La Lista Negativa es una lista exhaustiva de usos inadmisibles del calor. Sin embargo, la descalificación para el bono de CHP por el uso del calor en **módulos ORC o de ciclo Kalina** según el No. IV.2, Anexo 3 de la EEG se relaciona sólo a aquella porción del calor residual de una unidad de CHP que se utiliza en un módulo de generación de energía eléctrica añadida de ese tipo. Como regla general, el uso del calor de esta manera no otorga derecho al bono, porque la unidad de CHP y el módulo añadido de generación de energía eléctrica constituirán normalmente una planta única tal como se define en la Sección 3 inciso 1 de la EEG, con la consecuencia de que el uso del calor en el módulo añadido de generación de energía eléctrica no representa un uso del calor fuera de la planta. Sin embargo, si el calor (residual), originalmente proveniente de la unidad de CHP, se suministra para algún otro uso de acuerdo con la Lista Positiva luego de pasar por primera vez a través del proceso de generación de energía subsiguiente, entonces el autor considera que el bono de CHP se pagará tanto por la electricidad generada en el módulo añadido de generación de energía eléctrica como por la electricidad generada en la unidad de CHP. Tratar la electricidad generada en la unidad de CHP como electricidad de CHP no contradice el No. IV.2, Anexo 3 de la EEG, porque la proporción de calor consumida en el proceso añadido de generación de energía eléctrica no se toma en cuenta cuando se determina la cantidad de calor utilizado externamente. La li-

mitación del derecho al bono de CHP a la electricidad generada en el módulo añadido de generación de energía eléctrica, por otro lado llevaría a una discriminación injustificada considerable contra aquellas plantas que tienen un módulo adicional de generación de energía así como la unidad de energía y calor combinados.

Si no se utiliza el calor de acuerdo con la Lista Positiva, el operador de la planta todavía puede recibir el bono en ciertas circunstancias. Esto exige cumplir con cada una de las siguientes condiciones:

- el uso deseado del calor no debe estar incluido en la Lista Negativa,
- el calor generado debe reemplazar una cantidad de calor de combustible fósiles en cantidad comparable, es decir hasta al menos 75%, y
- los costos adicionales que alcanzan al menos €100 por kW de producción de calor deben surgir como resultado del suministro de calor.

No es claro cómo se debe entender 'reemplazar' como una condición para el derecho. En edificios nuevos suministrados con calor residual proveniente de la unidad de CHP desde el inicio, el reemplazo real de fuentes de energía fósil no es posible en tanto tal, de manera que esto es en el mejor de los casos un reemplazo potencial. En esta medida se puede asumir que un reemplazo potencial también será suficiente. De acuerdo con esto, el operador de la planta debe explicar que se tendría que haber utilizado fuentes de energía fósil si el calor no hubiera sido proporcionado por la unidad de CHP.

Los costos adicionales que se pueden tomar en cuenta son costos por los intercambiadores de calor, generadores de vapor, tuberías e instalaciones técnicas similares, pero no costos más altos de combustible.

El informe experto de un verificador ambiental aprobado debe proporcionar la verificación de que el calor se ha utilizado en línea con la Lista Positiva y que los combustibles fósiles han sido reemplazados junto con indicación de la inversión adicional de capital.

7.3.3.5 Bono de tecnología

El bono de tecnología crea un incentivo financiero para utilizar tecnologías y sistemas innovadores que son particularmente eficientes en el uso de la energía y que tienen por lo tanto un impacto reducido en el medio ambiente y el clima.

Se paga el bono por el uso de biogás que se ha procesado hasta alcanzar la calidad de gas natural, así como por el uso de tecnología de planta innovadora para la generación de electricidad. Se apoya el proce-



samiento de gas cuando se cumple los siguientes criterios:

- emisiones de metano máximas de 0,5% durante el procesamiento,
- el consumo de energía para el procesamiento no excede 0,5 kWh por metro cúbico normal de gas crudo,
- todo el calor del proceso para el procesamiento y la producción de biogás se entrega desde fuentes de energía renovable o es calor residual proveniente de la planta misma, y
- la capacidad máxima de la instalación que procesa gas es 700 metros cúbicos normales de gas procesado por hora.

El bono de tecnología alcanza a 2,0 ct/kWh para toda la electricidad generada a partir del gas producido en dichas plantas de procesamiento de gas hasta una capacidad máxima de planta de procesamiento de gas de 350 metros cúbicos normales de gas procesado por hora y 1,0 ct/kWh para plantas de una capacidad máxima 700 metros cúbicos normales por hora.

De acuerdo con el Anexo 1 de la EEG, las tecnologías de planta particularmente innovadoras para la generación de electricidad del biogás incluyen celdas de combustible, turbinas de gas, motores a vapor, sistemas orgánicos de ciclo Rankine, instalaciones multi-combustible como los sistemas de ciclo Kalina y motores Stirling. Además, fomenta la conversión termoquímica de la paja y a plantas diseñadas exclusivamente para la digestión de bio-residuos con tratamiento pos-pudrición.

El bono ya no se otorga por digestión seca en plantas que se pusieron en marcha luego del 31 de diciembre de 2008 porque las plantas de digestión seca no son conformes al requisito legal de un proceso innovador que reduce el impacto en el clima.

Una condición previa del apoyo para las tecnologías y procesos antes mencionados es que deben lograr una eficiencia eléctrica de al menos 45% o debe usarse el calor al menos durante parte del tiempo y en cierta medida.

Cuando se utiliza tecnologías de planta innovadoras se paga un bono de 2,0 ct/kWh. Sin embargo, el bono se otorga para la proporción de la electricidad que se produce utilizando dichas tecnologías o procesos. Si una unidad de CHP también genera electricidad utilizando otros métodos que no cumplen con los requisitos, el operador de la planta no recibe un bono de tecnología respecto de esa proporción.

7.4 Procesamiento y alimentación de gas

No siempre tiene sentido económico y ambiental utilizar el biogás en el lugar donde se produce, es decir cerca de la planta de biogás. La generación de electricidad está inevitablemente acompañada por la producción de calor, lo cual a menudo no se puede utilizar significativamente en el sitio de la planta de biogás. En ciertas circunstancias, por lo tanto, puede tener sentido romper el lazo entre la generación y utilización del biogás. Así como una tubería de biogás crudo permite transportar el biogás a distancias de entre unos cientos de metros hasta varios kilómetros para su uso en plantas satélite (para más detalles ver 7.3.2.1), también es posible considerar el procesamiento del gas y su alimentación a la red pública de gas natural. Luego de haber sido alimentado a la red, el biogás puede sacarse 'virtualmente' de cualquier punto en la red y convertirse en electricidad y calor en una planta de calor y energía eléctrica combinados.

7.4.1 Requisitos para el pago de la tarifa de la EEG

Los operadores de unidades de CHP que utilizan el bio-metano en sus plantas de esta manera reciben esencialmente el mismo pago que el que reciben si el gas se convierte directamente en electricidad en la ubicación de la planta de biogás. Lo mismo se aplica cuando el gas se suministra mediante una micro-tubería de gas. Además, si se suministra biogás a la red de gas natural, el bono de tecnología se paga por procesamiento del gas: de acuerdo con el Anexo 1 de la EEG, el pago se incrementa en 2,0 ct/kWh si se ha procesado el biogás hasta la calidad del gas natural y si se ha cumplido ciertos requisitos (ver más detalles en 7.3.3.5). Sin embargo, los operadores de la planta no pueden reclamar el bono de calidad del aire (ver 7.3.3.3) o el bono de bosta (ver 7.3.3.2) si el biogás se suministra por la red.

De acuerdo con la Sección 27 inciso 3 de la EEG, no obstante, el derecho a la tarifa de la EEG se aplica solamente a la proporción de electricidad de CHP, es decir a la electricidad que se genera con uso simultáneo del calor según el sentido del Anexo 3 de la EEG. Por lo tanto, finalmente, sólo las unidades de CHP para el calor se beneficiarán del apoyo al procesamiento de gas según la EEG.

Otro pre-requisito para tener derecho al pago es que la planta de CHP utilice sólo bio-metano. En este caso, el principio de exclusividad significa que no es

posible alternar la operación entre gas natural convencional y biogás. Más bien, el operador de la unidad de CHP debe asegurar que, al final del año calendario, se haya suministrado en algún otro punto de la red de gas una cantidad de biogás equivalente a la cantidad de gas realmente utilizada y se la haya asignado a su unidad de CHP. De otro modo, el operador se arriesga a perder todo su derecho a recibir la tarifa de la EEG.

7.4.2 Transporte desde el punto de suministro hasta la unidad de CHP

Como el bio-metano que se suministra a la red se mezcla inmediatamente con el gas natural en la red, el transporte físico del bio-metano a una unidad específica de CHP no es posible. De hecho, se utiliza gas natural convencional en la unidad de CHP. Sin embargo, en términos legales el gas natural utilizado en la unidad de CHP se clasifica como biogás, siempre y cuando se cumpla con las condiciones establecidas en la Sección 27 inciso 2 de la EEG.

La primera condición es que la cantidad de gas que se saca de la red debe ser térmicamente equivalente a la cantidad de gas de biomasa que se suministra en otro punto de la red. Basta que las cantidades sean equivalentes al final del año calendario.

Otra condición para tener derecho a la tarifa es que debe ser realmente posible asignar la cantidad de gas suministrada a una determinada unidad de CHP. A falta de transporte físico, es esencial que haya una relación contractual entre el proveedor y el operador de la unidad de CHP. Aparte de un simple contrato de suministro de bio-metano, según el cual las cantidades de bio-metano suministradas son entregadas al operador de la unidad de CHP, también es posible celebrar otras relaciones contractuales que incluyan mayoristas, certificados transables o un registro centralizado de bio-metano. El proveedor de biogás debe asegurar que el carácter biogénico del bio-metano suministrado no se comercialice dos veces, sino que siempre se asigne exclusivamente a una unidad de CHP.

7.4.2.1 Modelo de transporte

Los proveedores de biogás pueden cumplir su obligación de suministro acordado contractualmente actuando como comercializadores de gas y comprometiéndose a abastecer el punto de retiro utilizado por el operador de la unidad de CHP. En este caso, aunque no hay transporte físico del bio-metano desde el punto de alimentación hasta el punto de retiro, hay

transporte virtual de acuerdo con las reglas de la industria del gas. Los proveedores de biogás usualmente usan contratos de grupo de balanceo de biogás con este propósito. El solo hecho de que el punto de retiro de la unidad de CHP se asigna a un grupo de balanceo de biogás no proporciona, sin embargo, suficiente evidencia de que la unidad de CHP es el usuario exclusivo del bio-metano. El trasfondo es que si el grupo de balanceo de biogás tiene un saldo negativo al final del año, el operador de la red de gas no está obligado a mejorar ese balance con bio-metano. En consecuencia, incluso si los operadores de la planta son abastecidos por el proveedor de biogás, dichos operadores tienen que proporcionar evidencia propia para el operador de la red de energía eléctrica de que el equivalente térmico de la cantidad de biogás correspondiente se ha suministrado en efecto durante el año calendario y se debería asignar a su unidad de CHP.

7.4.2.2 Modelo de certificado

Alternativamente, el alimentador de biogás puede dejar de suministrar bio-metano al punto de retiro y en vez de eso meramente permitir que el operador de la unidad de CHP utilice el carácter biogénico del bio-metano alimentado a cambio de pago. Con este fin el proveedor de biogás comercializará el gas suministrado como gas natural convencional y, de esta manera, separará el carácter biogénico del gas físicamente inyectado. Entonces el carácter biogénico, como sucede también en el sector de energía eléctrica, se presentará independientemente, por ejemplo, en como certificados sujetos a escrutinio de un organismo dependiente. El operador de CHP sigue obteniendo gas natural convencional de un comercializador de gas natural y sólo compra la cantidad necesaria de certificados de bio-metano del proveedor de biogás. Sin embargo, el modelo del certificado sigue siendo problemático porque el operador de la planta tiene que asegurar que las propiedades del gas y las características de la planta requeridas para el pago de varias tarifas y bonos de acuerdo con EEG estén adecuadamente documentadas y que se desarte la doble comercialización. Por lo tanto, es esencial que el uso de certificados se convenga de antemano con el operador responsable de la red de energía eléctrica.

La creación de un registro de bio-metano, que todavía no había sido completado en el momento de la entrada en prensa de este documento, tiene como objetivo simplificar el comercio de bio-metano.



7.4.3 Marco legal para la conexión y uso de la red

El procesamiento y suministro de gas no sólo presentan dificultades técnicas particulares sino que también plantean una serie de cuestiones legales. Sin embargo, el marco legal para el suministro de gas en la red se ha mejorado mucho gracias a la reforma de la Ordenanza sobre el Acceso a la Red de Gas (GasNZV) y la Ordenanza sobre las Tarifas de la Red de Gas (GasNEV). GasNZV y GasNEV fueron reformadas por primera vez en abril de 2008 y luego nuevamente en julio de 2010.¹

7.4.3.1 Conexión prioritaria a la red

De acuerdo con la Ordenanza reformada sobre el Acceso a la Red de Gas, el operador de la red de gas está obligado a dar prioridad a conectar plantas que procesan y alimentan biogás a la red de gas. El operador de la red tiene permiso de rehusar la conexión y suministro a la red sólo si es técnicamente imposible o económicamente no razonable. Siempre que la red sea técnica y físicamente capaz de recibir las cantidades de gas inyectadas, el operador de la red no puede rehusarse a aceptar el gas, incluso si hay un riesgo de cuellos de botella de capacidad debido a los contratos de transportes existentes. El operador de la red está obligado a dar todos los pasos que sean económicamente razonables para permitir que la alimentación ocurra todo el año. Dichos pasos pueden incluir, por ejemplo, la instalación de un compresor para permitir que el gas retorne a un nivel de presión más alto, especialmente en los meses de verano cuando la cantidad que se alimenta excede significativamente la cantidad del gas que se retira de la sección particular de la red.

7.4.3.2 Propiedad y costo de conexión a la red

La Ordenanza reformada sobre el Acceso a la Red de Gas incluye también numerosos privilegios para el alimentador con respecto a los costos a la conexión a la red. Por ejemplo, de acuerdo con la GasNZV reformada que todavía no se había promulgado en el momento de la entrada en prensa del presente documento, el proveedor tendrá que pagar solamente €250.000 de los costos de capital de conexión a la red,

incluyendo el primer kilómetro de tuberías de conexión a la red pública de gas natural. Si la longitud de la tubería de conexión excede un kilómetro, el operador de la red pagará 75% de los costos adicionales hasta una longitud de 10 kilómetros. La conexión a la red se convierte en propiedad del operador de la red. El operador de la red también tiene que pagar por todo el mantenimiento y los costos operativos permanentes. Además, de acuerdo con GasNZV reformada, que todavía no había sido promulgada en el momento en que este documento entró en prensa, el operador de la red también debe garantizar una disponibilidad mínima de 96%.

7.4.3.3 Balance del suministro de bio-metano

Además del requisito de que se asigne una cierta cantidad de gas a una cierta unidad de CHP para el pago de la tarifa de la EEG, también es necesario que se balancee el gas suministrado y transportado de acuerdo con las reglas de la industria del gas. En este sentido también la ley GasNZV reformada facilita las operaciones de los proveedores de biogás. Por ejemplo, ahora se hacen provisiones para grupos especiales de balanceo de biogás con un rango de flexibilidad mayor del 25% y un periodo de balanceo de 12 meses. Utilizando este tipo de grupo de balanceo de biogás, es posible, por ejemplo, utilizar el biogás suministrado a una unidad de CHP para calor, sin que el suministro tenga que devolverse en los meses de verano de acuerdo con el régimen operativo de CHP.

7.5 Recuperación y suministro de calor

Si una unidad de CHP de biogás se opera en el modo de co-generación, el calor residual debe utilizarse como parte de un concepto de recuperación de calor permitida de manera que pueda recibir el bono de CHP (ver los detalles en 7.3.3.4 de las condiciones para el derecho al bono de CHP). Para solicitar el bono de CHP, se debe demostrar que el calor se utiliza de acuerdo con la Lista Positiva, No. III en el Anexo 3 de la EEG. Esto se aplica a todas las plantas que se pusieron en marcha luego del primero de enero de 2009. Se tiene derecho al bono de CHP si se cumple los otros criterios para el pago del bono, independiente de si un tercero o el operador de la planta utilizan el calor.

1. La reforma de julio de 2010 todavía no se había aprobado y promulgado cuando este documento entró en prensa.

7.5.1 Marco legal

Si el calor se utiliza de acuerdo con el No. III. 2, Anexo 3 de la EEG (alimentación a una red de calor), existen incentivos actualmente para la construcción de ciertos tipos de redes de calor tanto mediante del **programa de incentivos del mercado** (ver en 7.1) como a través de la Ley de Calor y Energía Eléctrica Combinados (KWKG). Las redes de calor elegibles se caracterizan por el hecho de que obtienen una cierta proporción de su calor ya sea de generación de calor y energía eléctrica combinados o de fuentes de energía renovable. Para el futuro inmediato, esto ha sentado las bases para la creación de un número creciente de redes de calor de la EEG y de redes de calor de CHP.

La importancia creciente de los esquemas de calefacción de grupo y redes de calefacción distritales se hacen más evidente porque, según la Sección 16 de **EEWärmeG** (Ley sobre el Calor proveniente de Energías Renovables), las municipalidades y asociaciones gubernamentales de los gobiernos locales ahora son expresamente capaces de conseguir autorizaciones según la ley del estado para establecer conexión obligatoria y uso con conexión a una red pública de suministro de calefacción local o distrital, incluyendo para propósitos de mitigación del cambio climático y para la conservación de los recursos. Esto elimina cualquier incertidumbre previa sobre la admisibilidad de la conexión obligatoria y el uso de acuerdo con los códigos municipales respectivos. El mecanismo está diseñado para alentar a las autoridades locales a emitir la autorización de conexión correspondiente y a utilizar normas para redes públicas de suministro de calor en las que una proporción de la energía final se origina de fuentes de energía renovable o predominantemente de plantas de CHP.

Además, la Ley sobre el Calor proveniente de Energías Renovables puede expandir el mercado de usuarios para el biogás así como para el calor resultante de la conversión de biogás en electricidad. Esto se debe a que los constructores o propietarios de edificios nuevos para los cuales se presentó una solicitud de construcción luego del 31 de diciembre de 2008 pueden cumplir con sus obligaciones de utilizar energías renovables (aplicable según la ley desde 2009) satisfaciendo una proporción de sus necesidades de calefacción a partir de plantas de CHP de biogás. Cuando la obligación de utilizar energías renovables debe satisfacerse exclusivamente por el uso de biogás, los propietarios deben abastecer al menos 30% de sus necesidades de energía de calefacción a través del uso de biomasa gaseosa. Cuando se utiliza bio-metano mejorado e inyectado para suministrar calor se tiene

que cumplir requisitos especiales de acuerdo con el No. II. 1 del Anexo de la Ley sobre el Calor proveniente de Energías Renovables. Alternativamente, la obligación de utilizar energías renovables se considera satisfecha si la demanda de calor de un edificio se cubre a partir de una red de calor que obtiene una porción significativa de su calor a partir de fuentes de energía renovable; por ejemplo, del calor residual de una unidad de CHP de biogás.

Aparte de establecer un derecho al bono de CHP, el suministro de calor a terceros también es un factor de rentabilidad cada vez más importante para muchos proyectos.

7.5.2 Suministro de calor

El operador de la planta suministra el calor ya sea a un operador de red de calor o directamente al demandante de calor. En el último caso, existen esencialmente dos estrategias de suministro diferentes. La primera es operar la unidad de CHP en el lugar de la planta de biogás y suministrar el calor resultante al demandante de calor mediante una tubería de calor o de una red de calor. La otra opción, que es incluso más eficiente, es transportar el biogás por una tubería de gas crudo o, luego de un mejoramiento apropiado, por la red pública de gas natural al lugar donde se requiera el calor y convertir allí el gas en electricidad. Este enfoque evita pérdidas de calor durante el transporte.

Cuando el operador de la planta vende el calor a un operador intermedio de redes de calor, no existe una relación contractual directa entre el operador de la planta y el usuario final. El operador de la red de calor y el usuario final celebran un contrato de suministro de energía separado. Sin embargo, cuando el operador de la planta actúa como proveedor de calor, celebra directamente un contrato de suministro con el demandante de calor. Si el operador de la planta prefiere no asumir las obligaciones asociadas con ser un proveedor de calor, puede contratar los servicios de un tercero.

7.5.3 Redes de calor

Como regla general, no se requiere ningún permiso especial para establecer una red de calor. El operador de la red de calor debe, no obstante, prestar atención a los derechos de uso respecto del tendido de las tuberías de calor a través de terrenos de terceros, lo cual será necesario en la mayoría de casos. Adicionalmente, al celebrar un contrato de uso del terreno con



el propietario respectivo del terreno, que regulará en particular el pago por el derecho al uso del terreno, también es aconsejable en este sentido protegerse al utilizar el terreno, por ejemplo, registrando un derecho de servidumbre en el registro del terreno. Ésta es la única manera de asegurar que el proveedor de calor siga teniendo derecho a utilizar el terreno para la tubería de calor si el terreno se vende a otro propietario. Cuando la tubería de calor corre a lo largo de una carretera pública, el operador de la red de calor debe celebrar un contrato de servidumbre con la autoridad responsable de la construcción y mantenimiento de carreteras. Esto puede requerir el pago de una tarifa fija o de una tarifa que se determina sobre la base de los kilowatt-horas suministrados.

7.6 Lectura adicional recomendada

- Altrock, M.; Oschmann, V.; Theobald, C. (eds.): EEG, Kommentar, segunda edición, Munich, 2008
- Battis, U.; Krautzberger, M.; Löhr, R.-P.: Baugesetzbuch, décimo primera edición, Munich, 2009
- Frenz, W.; Müggendorf, H.-J. (eds.): EEG, Kommentar, Berlín, 2009
- Loibl, H.; Maslaton, M.; v. Bredow, H. (eds.): Biogasanlagen im EEG, Berlín, 2009 (segunda edición en preparación)
- Reshöft, J. (ed.): EEG, Kommentar, tercera edición, Baden-Baden, 2009
- Salje, P.: EEG - Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, quinta edición, Colonia / Múnich, 2009
- Jarass, H. D.: Bundesimmissionsschutzgesetz, octava edición, Múnich, 2009
- Landmann/ Rohmer: Umweltrecht, vol. I / II, Múnich, 2009

7.7 Lista de fuentes

- AGFW - Arbeitsblatt FW 308 (Zertifizierung von KWK-Anlagen - Ermittlung des KWK-Stromes -)
- AVBFernwärmeV - Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (Ordenanza sobre las Condiciones Generales para el Suministro de Calefacción Distrital) - del 20 de junio de 1980 (BGBl. I p. 742), reformada por última vez por el Artículo 20 de la Ley del 9 de diciembre de 2004 (BGBl. I p. 3214)
- BauGB - Baugesetzbuch (Código Federal de Construcción) reformada y promulgada el 23 de setiembre de 2004 (BGBl. I p. 2414), reformada por última vez por el Artículo 4 de la Ley del 31 de julio de 2009 (BGBl. I p. 2585)
- BauNVO - Baunutzungsverordnung (reglamento sobre el uso de terrenos) - reformada y promulgada el 23 de enero de 1990 (BGBl. I p. 132), reformada por última vez por el Artículo 3 de la Ley del 22 de abril de 1993 (BGBl. I p. 466)

- BImSchG - Bundes-Immissionsschutzgesetz (Ley de Control de la Contaminación) reformada y promulgada el 26 de setiembre de 2002 (BGBl. I p. 3830), reformada por última vez por el Artículo 2 de la Ley del 11 de agosto de 2009 (BGBl. I p. 2723)
- Cuarto Reglamento de Implementación, BImSchV - Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (Ley de Control de la Contaminación, Ordenanza sobre plantas que requieren licencia) reformada y promulgada el 14 de marzo de 1997 (BGBl. I p. 504), reformada por última vez por el Artículo 13 de la Ley del 11 de agosto de 2009 (BGBl. I p. 2723)
- BioAbfV - Bioabfallverordnung (Ordenanza sobre la Biomasa) - reformada y promulgada el 21 de setiembre de 1998 (BGBl. I p. 2955), reformada por última vez por el Artículo 5 de la Ordenanza del 20 de octubre de 2006 (BGBl. I p. 2298)
- BiomasseV - Biomasseverordnung (Ordenanza sobre la Biomasa) - del 21 de junio de 2001 (BGBl. I p. 1234), reformada por la Ordenanza del 9 de agosto de 2005 (BGBl. I p. 2419)
- EEG - Erneuerbare-Energien-Gesetz (Ley de Fuentes de Energía Renovable) - del 25 de octubre de 2008 (BGBl. I p. 2074), reformada por última vez por el Artículo 12 de la Ley del 22 de diciembre de 2009 (BGBl. I p. 3950)
- EEWärmeG - Erneuerbare-Energien-WärmeG (Ley sobre el Calor proveniente de Energías Renovables) - del 7 de agosto de 2008 (BGBl. I p. 1658), reformada por el Artículo 3 de la Ley del 15 de julio de 2009 (BGBl. I p. 1804)
- DüV - Düngeverordnung (Ordenanza sobre la Aplicación de Fertilizante) reformada y promulgada el 27 de febrero de 2007 (BGBl. I p. 221), reformada por última vez por el Artículo 18 de la Ley del 31 de julio de 2009 (BGBl. I p. 2585)
- DüMV - Düngemittelverordnung (Ordenanza sobre Fertilizantes) - del 16 de diciembre de 2008 (BGBl. I p. 2524), reformada por última vez por el Artículo 1 de la Ordenanza del 14 de diciembre de 2009 (BGBl. I p. 3905)
- GasNEV - Gasnetzentgeltverordnung (Ordenanza sobre las Tarifas de la Red de Gas) - del 25 de julio de 2005 (BGBl. I p. 2197), reformada por última vez por el Artículo 2 inciso 4 de la Ordenanza del 17 de octubre de 2008 (BGBl. I p. 2006)
- GasNZV - Gasnetzzugangsverordnung (Ordenanza sobre el Acceso a la Red de Gas) - del 25 de julio de 2005 (BGBl. I p. 2210), reformada por última vez por el Artículo 2 inciso 3 de la Ordenanza del 17 de octubre de 2008 (BGBl. I p. 2006)
- KrW-/AbfG - Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz (Ley de Reciclaje de Productos y Manejo de Residuos) del 27 de setiembre de 1994 (BGBl. I p. 2705), reformada por última vez por el Artículo 3 de la Ley del 11 de agosto de 2009 (BGBl. I p. 2723)
- KWKG 2002 - Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (Ley de Co-generación) del 19 de marzo de 2002 (BGBl. I p. 1092), reformada por última vez por el Artículo 5 de la Ley del 21 de agosto de 2009 (BGBl. I p. 2870)

TA Lärm – Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (Instrucciones Técnicas sobre la Reducción de Ruido) – del 26 de agosto de 1998 (GMBI. 1998, p. 503)

TA Luft – Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (Instrucciones Técnicas sobre el Control de la Calidad del Aire) – del 24 de julio de 2002 (GMBI. 2002, p. 511)

TierNebG – Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsgesetz (Ley de Disposición de Sub-productos Animales) – del 25 de enero de 2004 (BGBl. I p. 82), reformada por última vez por el Artículo 2 de la Ordenanza del 7 de mayo de 2009 (BGBl. I p. 1044)

TierNebV – Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsverordnung (Ordenanza que implementa la Ley de Disposición de Sub-productos Animales) – del 27 de julio de 2006 (BGBl. I p. 1735), reformada por última vez por el Artículo 19 de la Ley del 31 de julio de 2009 (BGBl. I p. 2585)

UVPG – Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (Ley de Evaluación del Impacto Ambiental) reformada y promulgada el 25 de junio de 2005 (BGBl. I p. 1757, 2797), reformada por última vez por el Artículo 1 de la Ley del 31 julio de 2009 (BGBl. I p. 2723)

VO 1774/2002/EG – Reglamento (CE) No. 1774/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo del 3 octubre de 2002 que establece las reglas sobre la salud concernientes a los sub-productos animales no dirigidos al consumo humano (OJ L 273 p. 1), reformado por última vez por el Reglamento (CE) No. 1432/2007 del 5 de diciembre de 2007 (OJ L 320 p. 13)

VO 181/2006/EG – Reglamento de la Comisión (CE) No. 181/2006 del 1 febrero de 2006 que implementa el Reglamento (CE) No. 1774/2002 en lo que se refiere a los fertilizantes orgánicos y mejoradores de suelo que no sean bosta y que reforma el reglamento (OJ L 29 p. 31)



Fuente: FNR



Economía

Cuando un posible operador está tratando de decidir si construye una planta de biogás, la consideración crucial es si se puede operar la futura planta rentablemente.

La rentabilidad económica de las plantas de biogás, por lo tanto, requiere evaluación. Con este fin, se presenta un método conveniente a continuación con referencia a plantas modelo.

8.1 Descripción de plantas modelo - supuestos y parámetros clave

Las condiciones que se aplican a los pagos de tarifas y las restricciones sobre el uso de sustratos tal como la EEG de 2009 se tomaron en cuenta tanto para el tamaño de las plantas como para la elección de sustrato. Se asumió que el año de puesta en marcha era 2011.

8.1.1 Capacidad de planta

La capacidad de planta ha crecido permanentemente en años recientes. Sin embargo, luego de que se estableció el bono de bosta en la EEG de 2009 [8-1], se está construyendo nuevamente en mayor número plantas más pequeñas en el rango de capacidad de alrededor de 150 kW_{el}. Para reflejar el espectro de plantas que existen actualmente, se generó nueve plantas modelo con capacidades eléctricas desde 75 kW hasta 1 MW y una planta de procesamiento de biogás (confrontar Tabla 8.1). La determinación del tamaño de planta tomó en cuenta tanto la situación legal concerniente a los pagos, con los umbrales de capacidad de la EEG de 150 a 500 kW_{el}, y también los umbrales del otorgamiento de licencias de acuerdo con la Ley de Control de la Contaminación. Además, se utiliza una planta como ejemplo para demostrar los costos en que se incurre el producir gas para inyectarlo a una red de gas natural.

8.1.2 Sustratos

Los sustratos elegidos son sustancias que se encuentran comúnmente en la agricultura alemana y son convenientes para su utilización en las plantas de biogás que aquí se están presentando. Estos incluyen fertilizantes agrícolas y ensilaje de fuentes agrícolas así como sub-productos de procesamiento de materia prima basada en plantas. Los residuos orgánicos son otro grupo de sustancias que se tomaron en cuenta. Si el bono para recursos renovables (bono NawaRo) se reduce proporcionalmente cuando se utiliza sub-productos, no se paga si se utiliza los residuos para la planta en su integridad.

La tabla a continuación muestra los datos clave de los sustratos utilizados. Los datos de rendimiento de gas se basan en los valores estándar de la publicación de la Asociación para la Tecnología y las Estructuras en la Agricultura (KTBL) intitulada 'Gasaussbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen' (Rendimiento de Gas en las Plantas de Biogás Agrícola), que el grupo de trabajo de la KTBL determinó sobre los rendimientos de biogás (confrontar Tabla 8.2) [8-4].

Se asume que la planta de biogás está en el mismo lugar que el ganado, con el resultado de que no se incurre en costos por el uso de fertilizantes agrícolas. Si se tiene que aprovisionar bosta de otro lugar, se debe añadir los costos de transporte. Se asume que los costos de suministrar los recursos renovables (cultivos energéticos) son los costos promedio de acuerdo con la base de datos de KTBL.

Se valoriza los sub-productos basados en plantas y los residuos a los precios de mercado proporcionados en la tabla. Los precios incluyen la entrega al lugar de la planta de biogás. Se almacena los sustratos estacionales en la planta de biogás. Los precios de los ensilajes se relacionan con productos cosechados entregados frescos. Las pérdidas de ensilaje que alcanzan el 12% son a expensas de la planta de biogás. Las plantas

Tabla 8.1: Visión de conjunto y descripción de plantas modelo

Modelo	Capacidad	Descripción
I	75 kW _{el}	Uso de cultivos energéticos y $\geq 30\%$ de bosta (suficiente para obtener el bono de bosta). En los ejemplos al menos 34% de la masa fresca utilizada cada día es bosta.
II	150 kW _{el}	
III	350 kW _{el}	
IV	350 kW _{el}	Digestión de 100% de cultivos energéticos; separación y re-circulación
V	500 kW _{el}	Digestión de bosta y sub-productos basados en plantas de acuerdo con el Anexo 2 de la EEG
VI	500 kW _{el}	Digestión de 100% de cultivos energéticos; separación y re-circulación
VII	500 kW _{el}	Digestión de bosta y bio-residuos Las plantas de digestión de bio-residuos no reciben el bono NawaRo y, por lo tanto, tampoco bono de bosta. La bosta como proporción de masa fresca, por lo tanto, puede estar por debajo del 30%.
VIII	1.000 kW _{el}	Digestión de 100% de cultivos energéticos; separación y re-circulación
IX	500 kW _{el}	Digestión seca con digestor de tipo garaje; uso de guano sólido y cultivos energéticos
X	500 m ³ /h ^a	Diseño e insumo de sustrato como para la planta VIII; procesamiento de gas y alimentación en vez de unidad de CHP

a. Tasa de procesamiento de gas crudo por hora (500 m³/h corresponde a aproximadamente a una capacidad de 1 MW_{el})

Tabla 8.2: Características y precios del sustrato

Sustratos	DM %	VS % de DM	Rendimiento de biogás Nm ³ /t VS	Contenido de metano %	Rendimiento de metano Nm ³ /t	Precio de compra €/t FM
Lodo líquido de ganado, con residuos de forraje	8	80	370	55	13	0
Lodo líquido de cerdo	6	80	400	60	12	0
Guano de ganado	25	80	450	55	50	0
Ensilaje de maíz maduro, rico en grano	35	96	650	52	114	31
Granos de cereal, triturados	87	98	700	53	316	120
Ensilaje de pasto	25	88	560	54	67	34
Ensilaje de WCC, contenido promedio de granos	40	94	520	52	102	30
Glicerol	100	99	850	50	421	80
Torta de semilla de colza, 15% de contenido residual de aceite	91	93	680	63	363	175
Cereales, restos	89	94	656	54	295	30
Desperdicios de servicios de alimentación, contenido promedio de grasa ^a	16	87	680	60	57	5
Residuos de trampa de grasa ^a	5	90	1000	68	31	0
Bio-residuos ^a	40	50	615	60	74	0

a. Los sustratos se higienizan antes de la entrega

Tabla 8.3: Sustratos utilizados en las plantas modelo [t FM/año]

Plantas modelo	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
Sustratos utilizados	30% de bosta, 70% de cultivos energéticos			100% cultivos energéticos	Sub- productos	100% cultivos energéticos	Bio- residuos	100% cultivos energéticos	DD ^a	Procesamien to del gas
	75 kW _d	150 kW _d	350 kW _d	350 kW _d	500 kW _d	500 kW _d	500 kW _d	1.000 kW _d	500 kW _d	500 m ³ /h ^b
Lodo líquido de ganado	750	1.500	3.000		3.500		4.000			
Lodo líquido de cerdo					3.500					
Guano de ganado									2.000	
Ensilaje de maíz maduro, rico en grano	1.250	2.500	5.750	5.500		7.400		14.000	5.000	14.000
Granos de cereales, triturados			200			200		500		500
Ensilaje de pasto	200	200							2.600	
Ensilaje de WWC, contenido promedio de grano				1.300		1.500		2.500	2.100	2.500
Glicerol					1.000					
Torta de semilla de colza, 15% de contenido de residuo de aceite					1.000					
Cereales (restos)					620					
Desperdicios de servicios de alimentación, contenido promedio de grasa							8.000			
Grasa de trampas de grasa							4.600			
Bio-residuo							5.500			

a. DD: digestión seca

b. Tasa de gas crudo por hora

tienen una capacidad de almacenamiento interina de alrededor de una semana para sustratos que se producen continuamente. Se asume que los sustratos que requieren higienización de acuerdo con la normatividad alemana son higienizados antes de la entrega. Se toma en cuenta en el precio.

La Tabla 8.3 proporciona una visión del tipo y cantidad de sustratos que se utilizan en las distintas plantas modelo. Se eligió los sustratos de tal manera que las plantas I - III y V reciban el bono de bosta, con una proporción de fertilizantes agrícolas de más del 30%.

Debido a que utiliza sub-productos basados en plantas (de acuerdo con el Anexo 2, de la EEG de

2009, confrontar la Sección 7.3.3.2), la planta V recibe un bono reducido por cultivos energéticos. La planta VII no recibe ningún bono por cultivos energéticos, porque utiliza residuos.

Las plantas IV, VI, VIII y X utilizan 100 % de cultivos energéticos según el significado de la EEG. Para asegurar que el sustrato se pueda bombear, se separa parte del digestato y se re-circula la fase líquida.

Las plantas VIII y X difieren solamente en cómo se utiliza el gas. Si la planta VIII genera calor y energía, el gas producido en la planta X se procesa listo para alimentar la red de gas natural. La planta IX es una planta de digestión seca que utiliza digestores de tipo

Tabla 8.4: Supuestos para parámetros técnicos y relativos al proceso clave y variables de diseño de las plantas modelo

Supuestos seleccionados para el diseño técnico	
Tasa de carga orgánica del digestor	Máximo 2,5 kg VS/m ³ de volumen (total) de digestor útil por día
Control del proceso	Control del proceso de una etapa única: < 350 kW _{el} Control del proceso de dos etapas: ≥ 350 kW _{el}
Tasa de carga orgánica del primer digestor de dos etapas o de multi-etapas	Máximo 5,0 kg VS/m ³ de volumen de digestor útil por día
Contenido de materia seca en la mezcla	Máximo 30% DM, sino separación o re-circulación (excepto para la digestión seca)
Tecnología móvil	Tractor con cargador frontal o cargador con ruedas, dependiendo de cantidad de sustrato a transportar (según base de datos de KTBL)
Volumen del digestor	Volumen requerido del digestor para una tasa de carga orgánica de 2,5 kg VS/m ³ por día, más 10% del margen de seguridad, tiempo mínimo de retención 30 días
Energía eléctrica y equipo de agitador instalado	Digestor, primera etapa: 20-30 W/m ³ de volumen del digestor; Digestor, segunda etapa: 10-20 W/m ³ de volumen del digestor; dependiendo de las propiedades del sustrato, el número y tipo de agitadores, de acuerdo con el tamaño del digestor
Almacenamiento del digestato	Capacidad de almacenamiento para un período de 6 meses, para toda la cantidad de digestato que surja (incluyendo la parte de bosta), más 10% de margen de seguridad, con cobertura a prueba de fuga de gas
Venta de calor	Calor vendido: 30% de energía de calor generada, precio del calor 2 ct/kWh, interfaz a intercambiador de calor de la unidad de CHP
Tipo de unidad de CHP	75 kW y 150 kW: motor de gas de ignición por piloto; ≥ 350 kW: motor de gas de ignición por chispa
Eficiencia de CHP	Entre 34% (75 kW) y 40% (1,000 kW) (según los datos de ASUE, parámetros de CHP de 2005)
Horas de carga completa de CHP	8.000 horas de carga completa por año Meta fijada asumiendo operación óptima de la planta.

garaje. Los sólidos utilizados en este caso son guano de ganado y ensilajes.

8.1.3 Diseño biológico y técnico

Los sustratos para las plantas modelo se eligieron de tal manera que cada planta logre un nivel de utilización de la capacidad de 8.000 horas - carga completas al año con la cantidad de biogás / energía que se debe esperar de los sustratos. Una vez que se había elegido los tipos y cantidades de los sustratos, se determinó las variables del diseño para el almacenamiento del sustrato, la carga del sustrato, los digestores y las instalaciones de almacenamiento de digestato.

Para asegurar una operación biológica y técnicamente estable de las planta a la vez que se presta debida atención a la rentabilidad, se aplicó los parámetros enumerados en la Tabla 8.4.

Las plantas modelo I y II se manejan como plantas de etapa única, mientras que todas las demás plantas

de digestión húmeda se operan con controles de proceso de dos etapas. Las plantas modelo VIII y X tienen cada una dos digestores en la primera etapa y dos digestores en la segunda etapa, operados en paralelo.

La Tabla 8.5 muestra qué tecnologías y componentes, agrupados en ensamblajes, se incluyen en las plantas modelo.

Se hizo varios otros supuestos para los cálculos de las plantas modelo. Estos se describen a continuación.

Sistema de carga de sólidos: Con la excepción de la planta modelo VII, se requiere un sistema de carga de sólidos para todas las plantas debido al tipo y cantidad de sustratos utilizados. En el modelo VII se entrega los sustratos higienizados aptos para bombeo y se mezclan en un pozo de recepción.

Almacenamiento del digestato: Las plantas modelo tienen tanques de almacenamiento con cubiertas a prueba de fugas de gas con capacidad para almacenar

Tabla 8.5: Tecnología incorporada de las plantas modelo

Ensamblaje	Descripción y componentes principales
Almacén de sustrato	Losas de concreto de silo, ahí donde sea apropiado con paredes de concreto, tanque de acero para almacenamiento intermedio de sustratos suministrados en forma líquida
Tanque de recepción	Tanque de concreto Equipo de agitación, triturado y bombeo, con vástago de llenado cuando convenga, tubos de sustrato, sistema de medición de nivel, detección de fugas
Sistema de carga de sólidos (sólo cultivos energéticos)	Transportador de tornillo, carga por émbolo o mezclador de alimento, tolva de carga, equipo de pesaje, sistema de carga del digestor
Digestor	Contenedor de concreto vertical encima del suelo Calefacción, aislamiento, coraza, equipo del agitador, cobertura a prueba de fuga de gas (almacenamiento de gas), tuberías de gas / sustrato, desulfuración biológica, equipo de instrumentación y control y seguridad, detección de fugas
Desulfuración biológica externa $\geq 500 \text{ kW}_{\text{el}}$	La desulfuración incluye equipo técnico y tubería.
Unidad de CHP	Motor de gas de ignición por piloto o motor de gas de ignición por chispa Bloque del motor, generador, intercambiador de calor, distribuidor de calor, enfriador de emergencia, sistema de control del motor, tuberías de gas, equipo de instrumentación y control y seguridad, medidores de calor y electricidad, sensores, separador del condensado, estación de aire comprimido, donde sea aplicable también con sistema de gas, tanque de petróleo, contenedor
Alimentación del gas	Lavado con agua a alta presión, medición del gas licuado, análisis del gas, odorización, tubos de conexión, caldero de biogás
Bengala de gas	La bengala de gas incluye sistemas de gas.
Almacenamiento del digestato	Tanque de concreto Equipo del agitador, tubos del sustratos, equipo de descarga, detección de fuga, cubierta a prueba de fugas de gas, equipo de instrumentación y control y seguridad, desulfuración biológica, tubos de gas, donde sea aplicable con separador

la cantidad de digestato producido en seis meses. Se toma en cuenta que las instalaciones de almacenamiento de digestato con cubierta a prueba de fugas de gas son obligatorias de acuerdo con la EEG para recibir el bono NawaRo para plantas de biogás que pueden recibir autorización según la Ley de Control de la Contaminación (BImSchG). A menudo es técnicamente imposible el re-acondicionamiento de tanques de almacenamiento de lodo líquido existentes.

Higienización: Los sustratos que requieren higienización se procesan en la planta modelo VII. Se asume que se suministra los sustratos en un estado higienizado, de tal manera que no hay necesidad de componentes técnicos para la higienización. El costo de la higienización ya está incluido en el precio del sustrato.

Alimentación del gas: El sistema de alimentación de gas cubre toda la cadena del proceso, incluyendo la alimentación a la red de gas natural. Sin embargo, los costos resultantes por suministrar gas crudo / purificado también se incluyen, ya que en la práctica se usa varios modelos de cooperación con operadores de redes y proveedores de gas. De acuerdo la Sección 33 inciso de la Ordenanza sobre el Acceso a la Red de Gas,

el operador de la red debe pagar 75% de los costos de conexión de la red mientras que el proveedor paga 25% (ver también la Sección 7.4.3.2). Para las conexiones a la red de hasta un kilómetro de longitud, la parte de los costos que el alimentador debe pagar tiene un tope de €250.000. Los costos corrientes permanentes los paga el operador de la red. Para la planta modelo X se asumió que el proveedor debe pagar los costos de conexión a la red de €250.000.

8.1.4 Parámetros técnicos y de proceso

Las Tablas 8.6, 8.7 y 8.8 proporcionan una visión de conjunto de los parámetros técnicos y de procesos de las plantas modelo.

8.1.5 Inversión de unidades funcionales para plantas modelo

Las Tablas 8.9 y 8.10 proporcionan una vista de conjunto de la inversión estimada para cada una de las plantas modelo. Los rubros mencionados cubren los siguientes ensamblajes (confrontar Tabla 8.5):

- Almacenamiento y carga del sustrato
 - Tanque de almacenamiento del sustrato

Tabla 8.6: Parámetros técnicos y de proceso de las plantas modelo I a V

Datos técnicos y de proceso	Unidades	I	II	III	IV	V
		30% de bosta, 70% de cultivos energéticos 75 kW _d	150 kW _d	350 kW _d	100% de cultivos energéticos 350 kW _d	Sub-productos 500 kW _d
Capacidad eléctrica	kW	75	150	350	350	500
Tipo de motor		Ignición por piloto	Ignición por piloto	De gas de ignición por chispa	De gas de ignición por chispa	De gas de ignición por chispa
Eficiencia eléctrica	%	34	36	37	37	38
Eficiencia térmica	%	44	42	44	44	43
Volumen bruto del digestor	m ³	620	1.200	2.800	3.000	3.400
Volumen de almacenamiento del digestato	m ³	1.100	2.000	4.100	2.800	4.100
Contenido de materia seca de la mezcla de sustrato (incluyendo material re-circulado)	%	24,9	24,9	27,1	30,9	30,7
Tiempo promedio de retención hidráulica	d	93	94	103	119	116
Tasa de carga orgánica del digestor	kg VS/m ³ · d	2,5	2,5	2,5	2,4	2,5
Rendimiento de gas	m ³ /a	315.400	606.160	1.446.204	1.455.376	1.906.639
Contenido de metano	%	52,3	52,3	52,2	52,0	55,2
Electricidad suministrada	kWh/a	601.114	1.203.542	2.794.798	2.800.143	3.999.803
Calor generado	kWh/a	777.045	1.405.332	3.364.804	3.364.388	4.573.059

- Tanque de recepción
- Sistema de carga de sólidos
- Digestor
- Utilización y control del gas
 - Desulfuración externa
 - Unidad de CHP (incluyendo equipo periférico)
 - Cuando se aplique: alimentación de gas con procesamiento de gas y conexión a la red (estación de alimentación y conexión a los tubos de la red de gas natural)
 - Bengala de gas
- Almacenamiento de digestato (incluye separación, de ser necesario)

8.2 Rentabilidad de las plantas modelo

8.2.1 Ingresos

Una planta de biogás puede generar ingresos de las siguientes maneras:

- venta de electricidad
- venta de calor
- venta de gas
- ingresos provenientes de la disposición de sustratos de digestión
- venta del digestato

La principal fuente de ingreso para las plantas de biogás, aparte de las que suministran gas a una red, es la venta de electricidad. En la medida en que el nivel de pago y la duración del derecho al pago (año de puesta en marcha más 20 años calendario) están regulados por ley, los ingresos provenientes de la venta de electricidad se pueden proyectar sin riesgo (confrontar Sección 7.3.2). Dependiendo del tipo y cantidad de los

Tabla 8.7: Parámetros técnicos y de proceso de las plantas modelo VI a X

Datos técnicos y de proceso	Unidades	VI 100% de cultivos energéticos 500 kW _{el}	VII Bio-residuos 500 kW _{el}	VIII 100% de cultivos energéticos 1.000 kW _{el}	IX Digestión seca 500 kW _{el}
Capacidad eléctrica	kW	500	500	1.000	500
Tipo de motor		De gas de ignición por chispa	De gas de ignición por chispa	De gas de ignición por chispa	De gas de ignición por chispa
Eficiencia eléctrica	%	38	38	40	38
Eficiencia térmica	%	43	43	42	43
Volumen bruto del digestor	m ³	4.000	3.400	7.400	3.900
Volumen de almacenamiento del digestato	m ³	3.800	11.400	6.800	0
Contenido de materia seca de la mezcla de sustrato (incluyendo material re-circulado)	%	30,7	18,2	30,6	32,0
Tiempo promedio de retención hidráulica	d	113	51	110	24 (~69) ^a
Tasa de carga orgánica del digestor	kg VS/m ³ · d	2,5	2,4	2,5	2,5
Rendimiento de gas	m ³ /a	2.028.804	1.735.468	3.844.810	2.002.912
Contenido de metano	%	52,1	60,7	52,1	52,6
Electricidad suministrada	kWh/a	4.013.453	4.001.798	8.009.141	4.002.618
Calor generado	kWh/a	4.572.051	4.572.912	8.307.117	4.572.851

a. en corchetes: tiempo de retención total como un resultado de la re-circulación del digestato como un material de inoculación

Tabla 8.8: Parámetros técnicos y de proceso de la planta modelo X

Datos técnicos y de proceso	Unidades	X Procesamiento de gas
Capacidad nominal	m ³ /h	500
Tasa promedio de flujo	m ³ /h	439
Utilización de la capacidad	h/a	7.690
Consumo del biogás para el calentamiento del digestor	%	5
Pérdida de metano	%	2
Valor calorífico del gas crudo	kWh/m ³	5,2
Valor calorífico del gas purificado	kWh/m ³	9,8
Valor calorífico del gas suministrado	kWh/m ³	11,0
Volumen bruto del digestor	m ³ /h	7.400

Tabla 8.8: Parámetros técnicos y de proceso de la planta modelo X

Datos técnicos y de proceso	Unidades	X Procesamiento de gas
Volumen de almacenamiento del digestato	m ³ /h	6.800
Contenido de materia seca de la mezcla de sustrato (incluyendo material re-circulado)	%	30,6
Tiempo promedio de retención hidráulica	d	110
Tasa de carga orgánica del digestor	kg VS/m ³ · d	2,5
Gas crudo	m ³ /a kWh/a	3.652.570 19.021.710
Gas purificado	m ³ /a kWh/a	1.900.128 18.621.253
Gas suministrado	m ³ /a kWh/a	2.053.155 22.581.100

Tabla 8.9: Inversión de unidades funcionales para plantas modelo I a V

Inversión	Unidades	I 30% de bosta, 70% de cultivos energéticos 75 kW _{el}	II 150 kW _{el}	III 350 kW _{el}	IV 100% de cultivos energéticos 350 kW _{el}	V Sub-productos 500 kW _{el}
Almacenamiento y carga del sustrato	€	111.703	183.308	291.049	295.653	196.350
Digestor	€	72.111	108.185	237.308	259.110	271.560
Utilización y control del gas	€	219.978	273.777	503.466	503.996	599.616
Almacenamiento del digestato	€	80.506	117.475	195.409	178.509	195.496
Total para ensamblajes	€	484.297	682.744	1.227.231	1.237.269	1.263.022
Planeamiento y obtención de permisos / licencias	€	48.430	68.274	122.723	123.727	126.302
Inversión total	€	532.727	751.018	1.349.954	1.360.996	1.389.324
Costos específicos de capital	€/kW _{el}	7.090	4.992	3.864	3.888	2.779

sustratos utilizados, la producción de la planta y el cumplimiento con otros requisitos para el pago de bonos, la tarifa por generación de energía está sujeta a una variación considerable entre 8 y 30 ct/kWh aproximadamente. Se paga bonos por varias razones, incluyendo el uso exclusivo de los cultivos energéticos y la bosta, uso significativo del calor residual en la planta, uso de tecnología innovadora y cumplimiento de los límites de formaldehído establecidos en las Instrucciones (confrontar Sección 7.3.3.3). La Sección 7.3.1 se ocupa en detalle de los acuerdos tarifarios. Los derechos a pago de la EEG asumidos para las plantas modelo en esta sección se basan en la puesta en mar-

cha de las plantas en 2011. La Tabla 8.11 muestra los bonos que puede recibir cada planta modelo.

La situación relativa a la venta de calor es significativamente más problemática que para la electricidad. Desde el inicio mismo, por lo tanto, se debe considerar los posibles demandantes de calor cuando se está eligiendo el sitio de la planta. En la práctica, no será posible utilizar de manera significativa toda la energía proveniente del calor residual, en parte porque se requerirá un cierto porcentaje como calor de proceso y en parte porque la mayoría de demandantes de calor tendrán demandas de calor que difieren mucho de una estación a otra. En la mayoría de los casos, debido

Tabla 8.10: Inversión de unidades funcionales para plantas modelo VI a X

Inversión	Unidades	VI 100% de cultivos energéticos 500 kW _{el}	VII Bio-residuos 500 kW _{el}	VIII 100% de cultivos energéticos 1.000 kW _{el}	IX ^a Digestión seca 500 kW _{el}	X ^b Procesamiento de gas
Almacenamiento y carga del sustrato	€	365.979	173.553	644.810	452.065	644.810
Digestor	€	309.746	275.191	593.714	810.000	593.714
Utilización y control del gas	€	601.649	598.208	858.090	722.142	1.815.317
Almacenamiento del digestato	€	211.098	555.528	371.503	0	371.503
Total para ensamblajes	€	1.488.472	1.602.480	2.468.116	1.984.207	3.425.343
Planeamiento y obtención de permisos / licencias	€	148.847	160.248	246.812	198.421	342.534
Inversión total	€	1.637.319	1.762.728	2.714.928	2.182.628	3.767.878
Costos específicos de capital	€/kW _{el}	3.264	3.524	2.712	4.362	---

a. utilizando [8-2], [8-3]

b. utilizando [8-6]

a la demanda de calor de la propia planta de biogás, la cantidad de calor que la planta puede suministrar irá en sentido contrario a la demanda de calor de los posibles demandantes.

Para las plantas modelo se asume que el 30% de la energía de calor generada se utiliza de manera significativa, es decir, de acuerdo con el Anexo 3 de la EEG, y se puede vender por 2 ct/kWh_{th}.

Por lo tanto, además del precio del calor, la planta también recibe el bono de CHP de 2,94 ct/kWh_{el} sobre el 30% de la cantidad de electricidad producida.

Es posible que el objetivo del operador de la planta no sea convertir el biogás en electricidad por un proceso de CHP, sino mejorar el gas y suministrarlo a la red de gas natural. Dichas plantas obtienen la mayoría de sus ingresos del gas que venden. Como no existen reglamentos para este caso, el precio del gas debe negociarse libremente entre el productor y el demandante. Sin embargo, la EEG dispone que existe la posibilidad de extraer el biogás suministrado (biometano) en otro punto en la red de gas natural y convertirlo en electricidad según las condiciones establecidas en la EEG.

En unos cuantos casos, se puede cobrar una tarifa de disposición para sustratos utilizados en la planta. No obstante, se debe examinar cuidadosamente esa posibilidad y, si fuera necesario, asegurarla contractualmente antes de que se incluya las proyecciones de costo / ingreso.

La determinación del valor del digestato depende de muchos factores. Se puede asumir un valor positivo o negativo dependiendo del suministro de nutrientes en la región. Esto es debido a que es posible que existan largas distancias de transporte, en cuyo caso se debe esperar altos costos de transporte. Además, el valor nutritivo de los fertilizantes agrícolas aplicados debe adjudicarse a la actividad pecuaria. Para los cálculos de costo de las plantas modelo, se asumió que el digestato se pone a disposición para la producción de cultivos a un costo de €cero por tonelada. La producción de cultivos debe cubrir simplemente los costos de aplicarlo en el campo y, de esa manera, hacer que los sustratos estén disponibles a un precio más bajo.

8.2.2 Costos

Las partidas de costos pueden dividirse esencialmente de acuerdo con la siguiente estructura:

- costos variables (de sustratos, consumibles, mantenimiento, reparaciones y análisis de laboratorio) y
- costos fijos (costos dependientes del capital y gastos como depreciación, interés y seguro, y costos laborales).

Estas partidas de costos específicas se explican a continuación.

Tabla 8.11: Derechos a pago para las plantas modelo a partir de puesta en marcha en 2011

Plantas modelo	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
	30% de bosta, 70% de cultivos energéticos			100% cultivos energéticos	Sub-productos	100% cultivos energéticos	Bio-residuos	100% cultivos energéticos	DD
	75 kW _{el}	150 kW _{el}	350 kW _{el}	350 kW _{el}	500 kW _{el}	500 kW _{el}	500 kW _{el}	1.000 kW _{el}	500 kW _{el}
Tarifa básica	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Bono NawaRo	x	x	x	x	x ^a	x		x	x
Bono de bosta	x	x	x		x ^a				
Bono CHP ^b	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Bono de calidad de aire					x	x	x	x	x
Pago ct/kWh _{el}	23,09	23,09	20,25	17,88	14,08	18,52	11,66	15,93	18,52

a. Pagado sólo por electricidad proveniente de cultivos energéticos y bosta (confrontar Sección 7.3.1)

b. Para el 30% de la cantidad de calor residual

8.2.2.1 Costos variables

Costos del sustrato

Los costos de sustrato pueden representar hasta el 50% de los costos totales. Esto es muy probable en el caso de plantas que usan exclusivamente cultivos energéticos y otros recursos renovables relacionados. La Tabla 8.2 muestra los costos estimados para los distintos sustratos. Los costos totales de sustratos se muestran en las Tablas 8.12, 8.13 y 8.14. Como resultado de las altas pérdidas por almacenamiento / conservación, que varían de sustrato a sustrato, la masa que se debe almacenar el mayor que la masa realmente utilizada en la planta.

Consumibles

Los consumibles comprenden principalmente electricidad, petróleo de ignición, aceite lubricante y diesel, así como láminas plásticas y sacos de arena para cubrir el ensilaje. Para el gas que se inyecta a la red, los consumibles también incluyen el propano, que se añade al biogás para el acondicionamiento del gas.

Mantenimiento y reparación

Los costos de mantenimiento y reparación se estiman en 1–2% de la inversión, dependiendo del componente. Para algunos componentes se dispone de datos más precisos, lo que permite calcular el costo en función de la capacidad (por ejemplo, una unidad de CHP con motor de gas de ignición por chispa: 1.5 ct/kWh_{el}).

Análisis de laboratorio

El control del proceso profesional requiere análisis de laboratorio de los contenidos del digestor. Los cálcu-

los modelo permiten seis análisis por digestor al año, y cada uno cuesta €120.

8.2.2.2 Costos fijos

Costos dependientes del gasto de capital

Los costos dependientes del gasto de capital están constituidos por depreciación, interés y seguro. La provisión de depreciación es específica a los componentes. La depreciación es lineal a lo largo de 20 años para estructuras físicas y de 4 a 10 años para el equipamiento técnico instalado. El capital comprometido se remunera a una tasa de interés de 4%. Para los propósitos de cálculos de rentabilidad no se hace distinción entre patrimonio y capital prestado. Los cálculos del modelo asumen una tasa general de 0,5% de los costos totales de capital para el costo del seguro.

Costos laborales

Como el trabajo en una planta de biogás generalmente se realiza gracias a empleados permanentes y como no hay picos laborales particulares, si el suministro del sustrato proviene de la producción de cultivo, se puede incluir los costos laborales en los costos fijos. El tiempo de trabajo requerido se constituye en gran medida el tiempo necesario para cuidar la planta (control, monitoreo y mantenimiento) y para cargar el sustrato. El tiempo requerido para control, monitoreo y mantenimiento se asume como una función de la capacidad instalada, tal como se muestra en la Figura 9.5 en el capítulo titulado 'Organización empresarial del fundo agrícola' (Sección 9.1.3.2).

Tabla 8.12: Análisis de costos - ingresos para plantas modelo I a V

Análisis de costos / ingresos		I	II	III	IV	V
		30% de bosta, 70% de cultivos energéticos			100% de cultivos energéticos	Sub-productos
	Unidades	75 kW _{el}	150 kW _{el}	350 kW _{el}	350 kW _{el}	500 kW _{el}
Ingresos						
Electricidad suministrada	kWh/a	601.114	1.203.542	2.794.798	2.800.143	3.999.803
Tarifa promedio	ct/kWh	23,09	23,09	20,25	17,88	14,08
Venta de electricidad	€/a	138.809	277.922	565.856	500.730	563.258
Venta de calor	€/a	4.662	8.457	20.151	20.187	27.437
Ingresos totales	€/a	143.472	286.379	586.007	520.918	590.695
Costos variables						
Costos del sustrato	€/a	51.761	95.795	226.557	238.068	273.600
Consumibles	€/a	17.574	29.387	36.043	42.900	45.942
Reparaciones y mantenimiento	€/a	12.900	17.664	57.369	58.174	73.662
Análisis de laboratorio	€/a	720	720	1.440	1.440	1.440
Costos variables totales	€/a	82.956	143.566	321.408	340.582	394.643
Margen de contribución	€/a	60.516	142.813	264.599	180.335	196.052
Costos fijos						
Depreciación	€/a	56.328	78.443	110.378	113.768	117.195
Interés	€/a	10.655	15.020	26.999	27.220	27.786
Seguro	€/a	2.664	3.755	6.750	6.805	6.947
Mano de obra	horas de trabajo / día	1,97	3,25	6,11	6,20	6,05
Mano de obra	horas de trabajo / día	719	1.188	2.230	2.264	2.208
Mano de obra	€/a	10.778	17.813	33.455	33.957	33.125
Costos fijos totales	€/a	80.424	115.031	177.582	181.750	185.052
Ingresos con / sin costos directos	€/a	-19.908	27.782	87.016	-1.415	10.999
Gastos generales	€/a	750	1.500	3.500	3.500	5.000
Costos totales	€/a	164.130	260.097	502.491	525.833	584.696
Costos de generación de electricidad	ct/kWh _{el}	26,53	20,91	17,26	18,06	13,93
Utilidad / pérdida	€/a	-20.658	26.282	83.516	-4.915	5.999
Retorno sobre la inversión total	%	-3,8	11,0	16,4	3,3	4,9

El tiempo necesario para cargar el sustrato se usa como una función de los sustratos y tecnologías utilizados, según la base de datos de KTBL. Se asume que el salario es €15 por hora.

Costos del terreno

No se hace provisión para los costos del terreno para la operación de plantas modelo. Si se opera la planta como una planta comunitaria o como una planta comercial, se debe tener en cuenta partidas de costos adicionales como arrendamiento o alquiler.

8.2.3 Análisis de costos / ingresos

Tabla 8.13: Análisis de costos / ingresos para plantas modelo VI a IX

Análisis de costos / ingresos	Unidades	VI 100% de cultivos energéticos 500 kW _{el}	VII Bio-residuos 500 kW _{el}	VIII 100% de cultivos energéticos 1000 kW _{el}	IX Digestión seca 500 kW _{el}
<i>Ingresos</i>					
Electricidad suministrada	kWh/a	4.013.453	4.001.798	8.009.141	4.002.618
Tarifa promedio	ct/kWh	18,52	11,66	15,93	18,52
Venta de electricidad	€/a	743.194	466.606	1.276.023	741.274
Venta de calor	€/a	27.525	27.450	49.900	27.455
Ingresos totales	€/a	770.719	494.055	1.325.922	768.729
<i>Costos variables</i>					
Costos del sustrato	€/a	335.818	40.000	638.409	348.182
Consumibles	€/a	51.807	57.504	106.549	50.050
Reparaciones y mantenimiento	€/a	78.979	76.498	152.787	81.876
Análisis de laboratorio	€/a	1.440	1.440	2.880	1.440
Costos variables totales	€/a	468.045	175.442	900.625	481.548
<i>Margen de contribución</i>	€/a	302.674	318.613	425.297	287.182
<i>Costos fijos</i>					
Depreciación	€/a	135.346	143.657	226.328	147.307
Interés	€/a	32.746	35.255	54.299	41.284
Seguro	€/a	8.187	8.814	13.575	10.321
Mano de obra	horas de trabajo / día	7,24	6,31	11,19	9,41
Mano de obra	horas de trabajo / día	2.641	2.304	4.086	3.436
Mano de obra	€/a	39.613	34.566	61.283	51.544
Costos fijos totales	€/a	215.893	222.291	355.485	250.456
<i>Ingresos con / sin costos directos</i>	€/a	86.781	96.322	69.812	36.725
Gastos generales	€/a	5.000	5.000	10.000	5.000
Costos totales	€/a	688.937	402.733	1.266.110	737.004
Costos de generación de electricidad	ct/kWh _{el}	16,48	9,38	15,19	17,73
Utilidad / pérdida	€/a	81.781	91.322	59.812	31.725
Retorno sobre la inversión total	%	14,0	14,4	8,4	7,1

El objetivo mínimo cuando se opera una planta de biogás debe ser obtener compensación adecuada por el capital invertido y la mano de obra empleada. Cualquier utilidad por encima de esto justificará el riesgo empresarial involucrado. El grado de éxito que puede esperarse de la operación de plantas modelo se explica a continuación.

El Modelo I no puede lograr una utilidad operativa a pesar del alto nivel de pagos que recibe. Esto se atribuye en gran medida a la inversión específica muy alta de una planta tan pequeña ($> €7.000/\text{kW}_{el}$).

Los costos específicos de inversión de los modelos II y III son significativamente más bajos. Sin embargo, la razón principal para las utilidades obtenidas es el bono de bosta que reciben esas plantas. Por el lado del

ingreso, el bono de bosta alcanza €47.000 y €66.000, respectivamente.

La importancia del bono de bosta se hace aún más evidente a partir de una comparación de las plantas III y IV, que son de idéntica capacidad. A pesar de que la planta de cultivo energético (IV) tiene sólo costos totales ligeramente más altos, no logra generar una utilidad ya que no califica para el bono de bosta, lo cual resulta en un pago más bajo por electricidad.

La planta V genera una utilidad muy pequeña. La razón es que se produce la electricidad principalmente a partir de sub-productos basados en plantas, con la consecuencia de que el bono de cultivo energético y el bono de bosta, a los cuales la planta básicamente tiene derecho, se pagan sobre menos del 10 % de la electricidad generada.

La planta del cultivo energético de 500 kW y la planta de que opera a partir de residuos de 500 kW logran altas rentabilidades de manera similar, aproximadamente de €80.000 y €90.000, respectivamente. Sin embargo, dichas utilidades se constituyen de manera diferente. Mientras que los costos fijos están en el mismo nivel, la planta de cultivos energéticos incurre en costos de sustrato considerablemente más altos. Por otro lado, recibe una tasa de remuneración (6,86 ct/kWh_{el}) que se ve muy incrementada gracias al bono de cultivo energético, lo cual arroja ingresos adicionales de €275.000 por año. A pesar de que la planta que opera a partir de residuos recibe una tasa de remuneración más baja, también tiene costos de sustrato mucho más bajos. En este caso, la rentabilidad podría incrementarse más si se pudiera obtener ingresos por disposición de los residuos empleados.

La utilidad para la planta VIII es más baja que para la planta VI a pesar del uso similar de sustratos. Como, de acuerdo con la EEG, se aplica tarifas significativamente menores a plantas con una capacidad de más de 500 kW. La tarifa promedio para la planta VIII está aproximadamente 14% por debajo que la planta VI. Y esto no puede compensarse por las economías de escala asociadas.

La planta de digestión seca de 500 kW genera una utilidad de aproximadamente €30.000. El mayor número de horas de trabajo que requiere, debido al manejo del sustrato, y los costos fijos más altos, son razones particulares por las que su utilidad es menor que para la planta de digestión seca VI, que de manera similar usa 100% de cultivos energéticos y tiene una capacidad idéntica.

Como actualmente no hay todavía precio de mercado disponible para el biogás (bio-metano) que se alimenta a la red, sólo se proporciona costos para la

Tabla 8.14: Análisis de costos para la planta modelo X

Análisis de costos	Unidades	X Procesamiento de gas
<i>Ingresos</i>		
Gas suministrado	m³/a kWh/a	2.053.155 22.581.100
Gas purificado	m³/a kWh/a	1.900.128 18.621.253
Gas crudo	m³/a kWh/a	3.652.570 19.021.710
<i>Costos variables</i>		
Costos del sustrato	€/a	638.409
Consumibles	€/a	361.763
Reparaciones y mantenimiento	€/a	61.736
Análisis de laboratorio	€/a	2.880
Costos variables totales	€/a	1.064.788
<i>Margen de contribución</i>	€/a	-1.064.788
<i>Costos fijos</i>		
Depreciación	€/a	267.326
Interés	€/a	75.358
Seguro	€/a	18.839
Mano de obra	horas de trabajo / día	11,75
Mano de obra	horas de trabajo / día	4.291
Mano de obra	€/a	64.358
Costos fijos totales	€/a	425.881
<i>Ingresos con / sin costos directos</i>	€/a	-260.897
Gastos generales	€/a	10.000
Costos de suministrar el gas de alimentación	€/a	1.500.670
Costos específicos del gas de alimentación	€/m³ ct/kWh	0,73 6,65
<i>de los cuales:</i>		
costos de suministrar gas purificado	€/a	1.334.472
Costos específicos de suministrar gas purificado	€/m³ ct/kWh	0,70 7,17
<i>de los cuales:</i>		
costos de suministrar gas crudo	€/a	1.030.235
Costos específicos de suministrar gas crudo	€/m³ ct/kWh	0,28 5,42

planta que alimenta gas más un análisis de costo / ingreso. Los costos proporcionados para las partidas individuales se entregan para todo el proceso incluyendo la alimentación de la red de gas natural. La tabla también presenta los costos totales y específicos del suministro de gas crudo (interfaz en la planta de biogás) y de gas purificado (interfaz en la planta de procesamiento de biogás). Los precios no son directamente comparables debido a que en las interfaces respectivas se suministra distintas cantidades de gas y de energía. Por ejemplo, antes de suministrarlo a la red, el gas se mezcla con propano, cuyo contenido energético es significativamente más barato que el del biogás producido. Esto tiene como resultado costos específicos más bajos para el gas de alimentación que para el gas purificado (según el contenido de energía).

8.3 Análisis de sensibilidad

El propósito del análisis de sensibilidad es mostrar qué factores tienen la mayor influencia sobre la rentabilidad de una planta de biogás. La Tabla 8.15 y la Tabla 8.16 indican cuánto cambian las utilidades cuando se cambia los factores respectivos por los montos dados.

El mayor impacto proviene de los cambios del rendimiento de gas, contenido de metano y eficiencia eléctrica así como cambios de los costos del sustrato, especialmente en plantas que utilizan una alta proporción de cultivos energéticos. La importancia del cam-

bio en los costos de adquisición es aún mayor cuanto más altos sean los costos de adquisición específicos de la planta. En otras palabras, esto tiene un efecto mayor en las plantas pequeñas que en las plantas grandes. Hay impactos menos fuertes provenientes de cambios a los siguientes factores: horas de trabajo, costos de mantenimiento y reparación y la venta de calor. Especialmente respecto de la venta de calor, sin embargo, la situación sería diferente si se pudiera implementar una estrategia de calor que utilice más el calor y quizás también logre precios más altos.

De manera similar, resulta un impacto muy significativo debido al cambio de la tarifa de electricidad en 1 ct/kWh, aunque en la práctica, casi no es posible influir en la tarifa. Sin embargo, este ejemplo ilustra la influencia que puede tener la pérdida del bono de calidad de aire: pondría en pérdida a las plantas IV, V y VIII.

En el caso de la planta I, la mejora de un factor único no haría que tenga utilidades. La utilidad operativa se lograría solamente si se combina un 10% de reducción en los costos de adquisición con un incremento del 5% en el rendimiento de gas.

Las plantas II y III tienen una mayor estabilidad gracias a sus menores costos específicos de capital y mayores tarifas. Incluso si empeoran algunos parámetros continuarán obteniendo utilidades. Lo mismo se aplica a la planta que opera según los residuos (VII) aunque en ese caso esto se debe en gran medida a los costos de sustrato tan bajos.

Tabla 8.15: Análisis de sensibilidad para plantas modelo I a V

Análisis de sensibilidad Cambio en las utilidades en €/a	I	II	III	IV	V
	30% de bosta, 70% de cultivos energéticos			100% de cultivos energéticos	Sub-productos
	75 kW _d	150 kW _d	350 kW _d	350 kW _d	500 kW _d
Cambio de 10% en los costos de adquisición	6.965	9.722	14.413	14.779	15.193
Cambio de 10% en los costos del sustrato	5.176	9.580	22.656	23.807	27.360
Cambio de 5% en el rendimiento de gas / contenido de metano / eficiencia eléctrica	6.784	13.793	23.309	21.953	33.358
Cambio de 10% en las horas de trabajo requeridas	1.078	1.781	3.346	3.396	3.312
Cambio de 10% en los costos de mantenimiento y reparación	1.290	1.766	5.737	5.817	7.366
Cambio en la tarifa de electricidad de 1 ct/kWh	6.011	12.035	27.948	28.001	39.998
Cambio de 10% en la venta de calor	1.166	2.114	5.038	5.047	6.859

Tabla 8.16: Análisis de sensibilidad para plantas modelo VI a IX

Análisis de sensibilidad Cambio en las utilidades en €/a	VI 100% de cultivos energéticos 500 kW _a	VII Bio-residuos 500 kW _a	VIII 100% de cultivos energéticos 1.000 kW _a	IX Digestión seca 500 kW _a
Cambio de 10% en los costos de adquisición	17.628	18.772	29.420	19.891
Cambio de 10% en los costos del sustrato	33.582	4.000	63.841	34.818
Cambio de 5% en el rendimiento de gas / contenido de metano / eficiencia eléctrica	31.465	17.368	43.049	31.381
Cambio de 10% en las horas de trabajo requeridas	3.961	3.457	6.128	6.436
Cambio de 10% en los costos de mantenimiento y reparación	7.898	7.650	15.279	6.174
Cambio de 1 ct/kWh en la tarifa de electricidad	40.135	40.018	80.091	40.026
Cambio de 10% en la venta de calor	6.881	6.862	12.475	6.864

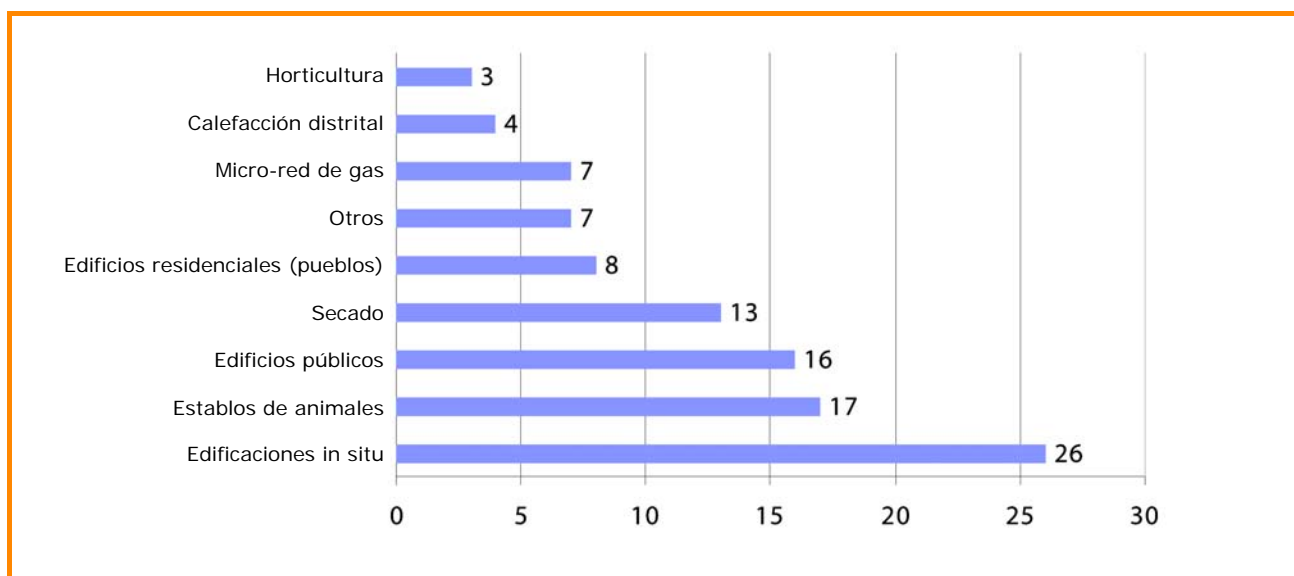


Figura 8.1: Usos del calor residual proveniente de las plantas biogás que operan con procesos de CHP [8-7]

8.4 Rentabilidad de vías seleccionadas de utilización del calor

Junto con el ingreso proveniente de la electricidad, la utilización del calor proveniente del proceso de CHP se está convirtiendo cada vez más en un factor clave en el éxito económico de una planta de biogás. Que la utilización del calor pueda hacer una contribución significativa a ese éxito o no, dependerá principalmente de cuánto calor se puede vender a los demandantes del mismo. El bono de CHP sienta las bases de las ventajas económicas de la utilización de calor, bono disponible gracias a la Ley de Fuentes de Energía Renovable [8-1].

Como parte de una competencia nacional promovida por la SNR (Agencia de Recursos Renovables) sobre soluciones modelo para plantas de biogás orientadas al futuro, KTBL analizó datos proveniente de 62 plantas de biogás en 2008. Los resultados muestran que la cantidad de calor utilizada fuera del proceso de biogás en promedio es de solamente 39% en relación con la cantidad generada. De las plantas analizadas, 26 utilizaron el calor en edificaciones del mismo lugar (taller, oficina), mientras que 17 plantas lo utilizaron para calentar establos de animales; 16 plantas suministraron calor a edificios públicos como hospitales, piscinas, escuelas y jardines de infancia, y 13 plantas utilizaron el calor para secado (confrontar Figura 8.1).

Los edificios residenciales, las micro-redes de gas, la calefacción distrital y las empresas hortícolas son de menor importancia como demandantes de calor, ya que dicho tipo de utilización depende en gran medida del sitio elegido para la planta de biogás.

Las secciones siguientes examinan y explican la rentabilidad de las vías seleccionadas de utilización de calor. El cálculo de los ingresos provenientes de CHP de acuerdo con la EEG de 2009 se basa en plantas que se pusieron en marcha en 2011, como es el caso de las plantas modelo. Como los bonos de la EEG están también sujetos a una tasa de decrecimiento anual de 1%, el nivel del bono de CHP para 2011 es de €0,0294 por kWh, tomando en cuenta las restricciones especificadas en la Lista Positiva y en la Lista Negativa.

8.4.1 Utilización del calor para el secado

8.4.1.1 Secado de grano

El secado de grano es una opción de tiempo limitado para la utilización del calor residual proveniente del biogás. El grano se seca para mejorar su capacidad de almacenamiento. En promedio, se debe secar alrededor del 20% del cultivo con un contenido de humedad del grano de 20% a una humedad residual de 14%. Esto se hace a menudo con ayuda de secadores por lote o secadores móviles. El beneficio de secar el grano utilizando calor residual de CHP es que se utiliza el calor en el verano cuando hay menos demanda de otros usuarios de calor como para calentar edificios.

Los cálculos que se muestra más adelante muestran si el secado con calor residual de CHP es ventajoso económicamente cuando se compara con el uso de combustibles fósiles.

Supuestos:

- un secador por lotes seca el grano;
- 20% del cultivo se seca desde una humedad residual de grano de 20% hasta 14%;
- la cantidad cosechada es de 800 t/a de tal manera que la cantidad para el secado es de 160 t/a;
- la planta de secado opera durante 20 horas al día un total de 10 días al año.

Para secar una cantidad de grano de 160 t/a en el periodo especificado, la producción requerida proveniente del intercambiador de calor se calcula en 95 kW. Por lo tanto, anualmente se requerirá 18.984 kWh de energía calorífica.

Si, por ejemplo el trabajo de calefacción de la planta modelo III se asume en 3.364.804 kWh/a, entonces secar 160 t de grano utilizará sólo aproximadamente 0,6% del calor generado por la planta de

Tabla 8.17: Análisis costo / beneficio del secado de grano utilizando biogás o petróleo para calefacción como portador de calor

Parámetros	Unidades	Secado de granos utilizando:	
		biogás	petróleo de calefacción
Ingresos			
Bono de CHP	€/a	470	0
Costos			
Costos variables totales	€/a	224	1.673
Costos fijos totales	€/a	1.016	1.132
Mano de obra total	€/a	390	390
Gastos generales totales	€/a	150	150
Costos totales	€/a	1.780	3.345
Costos específicos			
Costos por tonelada de grano comercializable	€/t	1,66	4,24

biogás. La cantidad de energía utilizada para el secado equivale aproximadamente a 1.900 litros de petróleo de calefacción.

La Tabla 8.17 compara los costos e ingresos de secar grano utilizando biogás y petróleo de calefacción como portador de calor.

Si se toma como base un precio de petróleo de calefacción de €0,70 por litro, se puede ahorrar aproximadamente €1.318 al año sustituyendo el petróleo de calefacción por biogás. Ésta es la razón por la que los costos variables son mucho más bajos para el secado con biogás en tanto portador de calor que cuando se utiliza el petróleo de calefacción. Cuando se añade el bono de CHP por la cantidad equivalente de electricidad de aproximadamente de €470, el secado de granos utilizando calor residual de CHP resulta en una ventaja en el costo de €2.035 al año. Con referencia a la cantidad cosechada, los costos de secado que suman €1,66 por tonelada de grano comercializable utilizando una cantidad de biogás se comparan con €4.24 por tonelada utilizando petróleo de calefacción.

Si el secado de granos es el único método de secado que se utiliza puede ser necesario examinar y satisfacer el criterio de elegibilidad I.3 para tener derecho al bono de CHP según la EEG de 2009: ‘...los costos adicionales que surgen del suministro de calor, los cuales llegan a menos 100 euros por kilowatt de capacidad de calor’. De esta manera, se puede requerir gasto de capital adicional para este método de secado antes de tener derecho al bono de CHP. Sin em-

Tabla 8.18: Análisis costo / ingreso de métodos de secado de grano que utilizan el calor residual proveniente de la unidad de CHP de biogás sin el bono de CHP ([8-9], modificado según [8-8])

	Unidades	150 kW _{el} Secador de flujo mixto	500 kW _{el} Secador de flujo mixto	500 kW _{el} Secador de alimentación y giro	150 kW _{el} Secado móvil	500 kW _{el} Secado móvil
Supuestos						
En vez de un generador de calor (petróleo de calefacción), se utiliza un intercambiador de calor para transferir el calor de la unidad de CHP a la unidad de secado.						
Cantidad útil de calor proveniente de la planta de biogás luego de la deducción del calor del digestor	MWh/a	1.136	3.338	3.338	1.136	3.338
Proporción de calor residual utilizado proveniente de la planta de biogás ^a	%/a	9	9	13	9	9
Calor residual utilizado	kWh	102.240	300.420	433.940	102.240	300.420
Cantidad de producto procesado (grano)	t FM/a	1.023	3.009	4.815	1.023	2.972
Capacidad instalada de calor	kW	88	283	424	88	283
Inversión total ^b	€	48.476	93.110	140.010	25.889	64.789
Costos						
Inversión y mantenimiento	€/a	4.966	10.269	15.468	3.025	8.182
Electricidad	€/a	844	1.878	2.450	738	1.633
Mano de obra	h/a	260	260	293	326	456
	€/a	3.658	3.658	4.116	4.573	6.402
Seguro	€/a	251	479	721	134	332
Costos totales	€/a	9.979	16.544	23.048	8.796	17.005
Ingresos sin bono de CHP						
Incremento en valor por el secado de productos ^c	€/a	13.105	38.550	61.684	13.105	38.076
Bono de CHP	€/a	0	0	0	0	0
Ingresos totales		13.105	38.550	61.684	13.105	38.076
Rentabilidad sin el bono de CHP						
Rentabilidad	€/a	3.126	22.006	38.636	4.309	21.071
Punto de equilibrio	€/t FM	3,06	7,31	8,02	4,21	7,09

a. Periodo de secado: En julio y agosto, durante el cual el secado de flujo mixto y el secado móvil utilizarían 50% de la producción térmica de la planta de biogás mientras que el secado de alimentación giro utilizaría 75% de la producción térmica de la planta de biogás.

b. Inversión en el secador de tal manera que se cumpla con los criterios de elegibilidad del Anexo 3 de la EEG: los costos adicionales alcanzan €100 por kilowatt de capacidad térmica instalada

c. Incremento de valor obtenido como resultado de la mejor capacidad de almacenamiento y de mejores oportunidades de comercialización: €10/t FM.

bargo, eso puede incrementar los costos hasta €3.023 centavos por año, cancelando en consecuencia la ventaja del costo de utilizar el calor proveniente del biogás e incrementar los costos específicos de secado con biogás hasta €3,24 por tonelada de grano comercializable en comparación con €4,24 por tonelada utilizando petróleo de calefacción.

Como muestra el ejemplo del cálculo, usar parcial o totalmente la cantidad total de calor residual para el secado de grano como única forma de utilización del

calor no valen la pena desde el punto de vista económico. Se debe examinar si se puede realizar el secado de grano como una opción estacional aparte de otras estrategias de utilización del calor.

Sin embargo, si se encuentra demandantes de grandes cantidades de calor para el secado (por ejemplo, para el secado por contrato), entonces se puede lograr la rentabilidad, tal como se demuestra en los cálculos de los ejemplos en [8-8].

Tabla 8.19: Análisis costo / ingreso de métodos de secado de grano que utilizan el calor residual proveniente de la unidad de CHP de biogás con el bono de CHP ([8-9], modificado según [8-8])

	Unidades	150 kW _d Secador de flujo mixto	500 kW _d Secador de flujo mixto	500 kW _d Secador de alimentación y giro	150 kW _d Secado móvil	500 kW _d Secado móvil
Ingresos con bono de CHP						
Incremento en valor por secado de productos ^a	€/a	13.105	38.550	61.684	13.105	38.076
Bono de CHP	€/a	2.576	7.805	11.274	2.576	7.805
Ingresos totales		15.681	46.355	72.958	15.681	45.881
Ingresos con bono de CHP						
Rentabilidad	€/a	5.702	29.811	49.910	6.885	28.876
Punto de equilibrio	€/t FM	5,57	9,91	10,37	6,73	9,72

a. Proporción de energía a calor de una planta de 150 kW: 0,857; proporción de energía a calor de una planta de 500 kW: 0,884

Tabla 8.20: Ahorro en petróleo de calefacción para métodos de secado de granos que utilizan calor residual de la unidad de CHP de biogás

	Unidades	150 kW _d Secador de flujo mixto	500 kW _d Secador de flujo mixto	500 kW _d Secador de alimentación y giro	150 kW _d Secado móvil	500 kW _d Secado móvil
Sustitución de combustibles fósiles						
Cantidad de petróleo de calefacción ahorrado ^a	l/a	14.700	34.700	51.410	11.760	34.235
Ahorro de costos de petróleo de calefacción ^b	€/a	10.290	24.290	35.987	8.232	23.965

a. Cantidad de petróleo de calefacción ahorrado en comparación con el uso de petróleo de calefacción como portador de calor del combustible fósil para el secado. Eficiencia del calentador de aire para petróleo de calefacción: 85%

b. Precio del petróleo de calefacción: €/0,7/l

Se asume que el 9% del calor disponible de una planta de biogás puede utilizarse unos 50 días durante los meses de verano de julio y agosto en Alemania. Se asume, además, que los costos adicionales de hacer que el calor esté disponible llegarán al menos a €100 por kilowatt de capacidad de calor, lo cual significa que se puede incluir el bono de CHP entre los ingresos.

La Tabla 8.18 y la Tabla 8.19 muestran que, en estas condiciones, incluso una pequeña planta de biogás (150 kW) es capaz de lograr una utilidad apreciable, asumiendo que el incremento en valor del grano como resultado de la mejor capacidad de almacenamiento y de las mejores oportunidades de mercadeo se valora a €10/t FM. Sin embargo, la mera inclusión del bono de CHP, no es suficiente para lograr el punto de equilibrio con la variante de secado (ver Tabla 8.19).

Si el biogás se reemplaza por petróleo de calefacción como portador del calor, el ahorro en los costos

del petróleo de calefacción cubrirán por sí mismos los costos totales de la alternativa de secado utilizando calor residual de CHP (ver Tablas 8.18 y 8.20).

En una comparación de los dos métodos de secado, la utilidad esperada del secado móvil es comparable a la del secado de flujo mixto, a pesar de que la inversión es hasta 55% menor. Esto se atribuye a los costos laborales más altos para el secado móvil (por ejemplo, por el cambio de remolcadores), siendo los costos de la mano de obra 25% o 75% mayores, dependiendo del tamaño de la planta.

8.4.1.2 Secado del digestato

El secado del digestato se evaluó como método de utilización del calor a partir de la generación de CHP que vale la pena considerar y, por lo tanto, fue incluido en la Lista Positiva de la EEG de 2009 (el digestato recibe el nombre de "residuos de fermentación" en la EEG).

Esta opción de utilización del calor hace que el operador de la planta sea apto para recibir el bono de CHP si el producto de procesamiento es un fertilizante. El efecto de esta forma de utilización del calor en la rentabilidad de una planta de biogás será positivo si no se dispone de otras opciones rentables de utilización del calor, ya que los ingresos usualmente se limitarán al bono de CHP. No será posible reducir los costos de la aplicación de fertilizantes o añadir valor al digestato por el proceso de secado salvo que haya estrategias de utilización o de mercado para el producto del secado.

8.4.2 Utilización del calor para calentar invernaderos

Los invernaderos pueden consumir grandes cantidades de calor por largos periodos. Esto representa una corriente confiable de ingresos y a la vez resulta en bajos costos de suministro de calor para el operador del invernadero. El ejemplo descrito a continuación presenta el suministro de calor para varios regímenes de cultivos y para dos distintos tamaños de invernadero.

Con respecto al cultivo de plantas ornamentales, se hace una distinción entre tres rangos de temperatura específicos a los cultivos: 'frío' ($< 12\text{ }^{\circ}\text{C}$), 'templada' ($12\text{--}18\text{ }^{\circ}\text{C}$) y 'cálido' ($> 18\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Para un análisis de la rentabilidad, el ejemplo ilustra una planta de biogás con una capacidad instalada eléctrica de 500 kW. Se asume que se requiere un total de 30% del calor proveniente de la unidad de CHP para calentar el digestor. En consecuencia, alrededor del 70% del calor generado, es decir, unos 3.200 MWh por hora térmica al año, se encuentra disponible para propósitos de calentamiento.

La Tabla 8.21 contrasta la demanda de calor de los distintos regímenes de cultivo para invernaderos con un área bajo vidrio de 4.000 m² y 16.000 m² respectivamente, utilizando el calor residual potencial de una unidad de CHP de 500 kW_{el} en función del régimen de cultivo y del tamaño del invernadero.

El ejemplo de cálculo asume que se suministra calor residual de CHP en vez de usar petróleo de calefacción. El calor residual de CHP cubre la carga base y la calefacción por el petróleo de calefacción cubre la carga pico. Los costos de lograr la carga pico se toman en cuenta en los cálculos (confrontar la Tabla 8.22).

El calor se extrae de la unidad de CHP como agua caliente y se conduce al invernadero a través de una tubería de calefacción local.

Aunque la calefacción de invernadero aparece como una de las categorías de utilización de calor en la Lista Positiva de la EEG de 2009, no otorga derecho

al pago del bono de CHP salvo que dicha calefacción reemplace la misma cantidad de calor proveniente de combustibles fósiles y los costos adicionales de la cantidad de suministro de calor por al menos €100 por kW de capacidad calorífica.

En el ejemplo de cálculo a continuación, los costos adicionales del suministro de calor a partir de la planta de biogás exceden los €100 por kW de capacidad calorífica requerida por la EEG, lo cual significa que se puede incluir el pago del bono de CHP entre los ingresos.

Se asume adicionalmente que el operador de la planta de biogás vende el calor a €0,023/kWh_{th}. Por lo tanto, además del bono de CHP existen ingresos adicionales provenientes de la venta de calor.

Para un operador de invernadero de horticultura ornamental fría, la ventaja en el costo es de €10.570 o €78.473 por año en comparación con la calefacción solamente a partir de petróleo de calefacción, asumiendo los costos antes mencionados de calor de €0,023/kWh y a pesar de los costos adicionales de capital de la tubería de suministro de calor (confrontar Tabla 8.22).

Los cálculos se basan en un precio del petróleo de calefacción de 70 centavos/l.

Para los regímenes de cultivo 'templado' y 'cálido', los ahorros potenciales se elevan hasta el 67% por la mayor venta de calor con sólo un ligero incremento en los costos fijos.

8.4.3 Utilización del calor para los esquemas municipales de calefacción local

El marco legal crea la base para el uso, mejoramiento y construcción de redes de calefacción en la Ley reformulada sobre el Calor proveniente de Energías Renovables, la Ley de Co-generación y las posibilidades de apoyo asociadas a las mismas que proporcionan los estados y los distritos así como los préstamos subsidiados.

La Tabla 8.23 presenta un ejemplo de planificación con los parámetros clave para una municipalidad que debe ser suministrada con calor. Compara el suministro de calor proveniente de un caldero de astillas de madera con el calor residual proveniente de una planta de biogás. Se asume que la carga base (aproximadamente 30% de la demanda) se satisface por medio de un caldero de astillas de madera o una planta de biogás y que la carga pico se satisface por medio de un caldero a base de petróleo (aproximadamente el 70% de la demanda). El municipio consta de 200 viviendas, una escuela y edificio administrativo. El calor

Tabla 8.21: Demanda de calor anual de los invernaderos y utilización de calor residual potencial de una planta de biogás de 500 kW_{el} para distintos regímenes de cultivo y tamaño de invernaderos.

Régimen de cultivo	Horticultura ornamental fría		Horticultura ornamental templada		Horticultura ornamental cálida	
Área bajo vidrio [m ²]	4.000	16.000	4.000	16.000	4.000	16.000
Calor requerido para calefacción [MWh/a]	414	1.450	1.320	4.812	1.924	6.975
Potencial de calor residual utilizado de una planta de biogás de 500 kW _{el} [%]	13,3	46,4	42,2	100	61,6	100

Tabla 8.22: Comparación de costos de suministro de calor para calefacción por petróleo de calefacción y por calor residual proveniente de unidad de CHP de biogás con referencia al ejemplo de dos tamaños de invernaderos con regímenes de cultivo 'fríos'

	Unidades	Área bajo el vidrio			
		4.000 m²		16.000 m²	
		Suministro de calor de			
		Petróleo de calefacción	Biogás	Petróleo de calefacción	Biogás
Inversión	€	86.614	141.057	155.539	216.861
Costos variables totales (reparaciones y costos de combustible)	€/a	37.770	22.235	129.174	45.105
Costos fijos totales (depreciación, interés, seguro)	€/a	7.940	2.930	14.258	19.879
Mano de obra total	€/a	390	390	390	390
Gastos generales totales	€/a	500	500	500	500
Costos totales	€/a	46.625	36.055	144.348	65.874
Diferencia entre calefacción con petróleo y biogás	€/a	10.570		78.473	
Ahorros provenientes de la calefacción con biogás en comparación con la calefacción con petróleo	%	22,7		54,4	

Tabla 8.23: Supuestos y parámetros clave para el suministro de calor en un esquema municipal de calefacción local con carga base suministrada por el calor residual de CHP de biogás y por caldero de astillas de madera [según 8-10]

	Unidades	Calor residual de CHP	Astillas de madera
Viviendas	Número	200	
Escuela	Alumnos	100	
Edificio administrativo / oficina	Empleados	20	
Demanda de calor total	MW	3,6	
Demanda de calor proveniente de biogás / astillas de madera	MW/a	1,1	
Demanda de calor proveniente de caldero a base de petróleo	MW/a	2,6	
Calor total	MWh/a	8.000	
del cual el calor proviene de biogás residual / astillas de madera	MWh/a	5.600	5.200
Longitud de la red	m	4.000	
Demanda anual de calor	kWh/a	6.861.000	

Tabla 8.24: Inversión y costos de suministro de calor requeridos para el esquema municipal de calor local en función del precio de venta del calor residual de CHP de biogás [8-10]

Precio de venta del calor residual de biogás	Unidades ct/kWh	Calor residual de CHP			Astillas de madera
		1	2,5	5	
Inversión requerida ^a	€	3.145.296			3.464.594
Inversión requerida para la distribución del calor ^b	€	2.392.900			
Costos	€/a	571.174	655.594	796.294	656.896
Costos de suministro de calor	ct/kWh	8,32	9,56	11,61	9,57
de los cuales los costos de distribución del calor son ^b	ct/kWh	3,17			

a. Estos incluyen: edificio de instalaciones de calefacción y servicio público, componentes de la planta para el suministro de carga pico (caldero a base de petróleo e instalación para el almacenamiento de petróleo), componentes comunes de la planta (almacén de tampones, instalaciones eléctricas, sistemas de instrumentación y control, saneamiento, sistemas de ventilación y aire acondicionado), red de calefacción distrital, costos de construcción incidentales (planeamiento y aprobación). Se incluye los costos adicionales de capital de un caldero de biomasa y almacenamiento de biomasa de astillas de madera.

b. La planta de biogás no se incluye en la inversión. El calor se transfiere a la red aquí descrita corriente abajo de la unidad de CHP.

Tabla 8.25: Clasificación cualitativa de varias vías de utilización del calor

Vía de utilización del calor / sumidero de calor	Inversión	Cantidad de producción de calor	Suministro de calor (continuidad de producción de calor)	Bono de CHP	Sustitución de combustibles fósiles
Secado					
- Granos	++/+	0	-	(-) ^a	+
- Digestato	0	++	++	+	-
- Astillas de madera	+/0	+	0	(-) ^a	0/-
Calefacción					
- Horticultura	+/0	++	0 ^b	+	++
- Edificaciones residenciales	-	+ / ++ ^c	+ ^d	+	++
- Edificaciones industriales	+/0	+ / ++ ^c	++ ^d	+	++
- Establos de animales	+/0	0 ^e	0	+	+
Enfriamiento					
- Lecherías	- ^f	++	++	+	++
- Pre-enfriamiento de la leche	- ^f	0	+	-	-

++ = muy bueno / en caso de la inversión: muy bajo

+ = bueno / en caso de la inversión: bajo

0 = promedio / en caso de la inversión: neutro

- = malo / en caso de la inversión: alto o muy alto

a. Se tiene derecho al bono de CHP sólo si surgen costos adicionales del suministro de cantidad de calor al menos €100 por kilowatt de capacidad de calor.

b. Puede suceder que se suministre calor solamente en invierno y que la cantidad de calor varíe significativamente dependiendo del nivel de temperatura del régimen de cultivo y del tamaño del invernadero.

c. Depende de la configuración de las edificaciones que reciban calefacción. Conviene para construcción de viviendas de alta densidad con edificios mal aislados y para consumidores municipales y comerciales en gran escala.

d. Para cubrir solamente la carga base. La carga pico debe cubrirse con otras fuentes de energía.

e. El monto de producción de calor está restringido por los límites de calor superiores en el Anexo 3 de la EEG.

f. Inversión del refrigerador de absorción

se distribuye a los consumidores a través de una red de agua caliente. Como la demanda de calor del municipio alcanza 3,6 MW, el caldero de astillas de madera o la planta de biogás deben estar diseñados con una capacidad calorífica de al menos 1,1 MW.

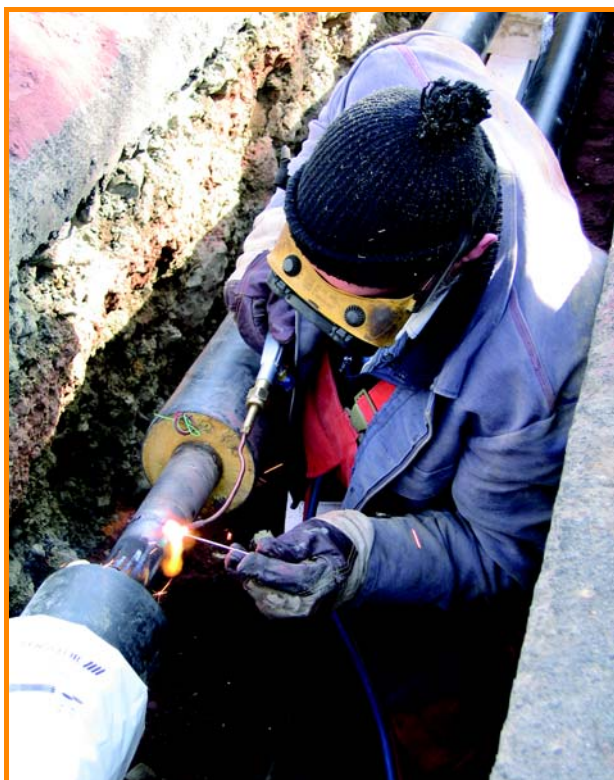
Se puede asumir para los ejemplos de inversión de €3,15 millones (biogás) o €3,46 millones (astillas de madera). La inversión de la planta de biogás no se cuenta como parte de los costos de generación de calor, lo cual explica por qué la inversión es más baja.

Alrededor del 70%, la tubería de calefacción local (con la tubería principal) así como las estaciones de transferencia y las conexiones domiciliarias constituyen la mayor parte de la inversión. Los cálculos asumen una inversión promedio de €410 / m para la tubería de calefacción local, de los cuales solamente de €50 a 90 / m se atribuyen a los materiales del tubo de calefacción.

Dependiendo del precio de venta del calor residual de CHP proveniente del biogás, los costos de producción de calor son de 8,3 a 11,6 ct/kWh. Los costos de distribución de calor por sí mismos alcanzan a 3,17 ct/kWh. Otro rubro importante de costos es el suministro de petróleo de calefacción (para la carga pico). En este ejemplo se ve que el calor residual proveniente de la unidad de CHP de biogás debe costar alrededor de 2,5 ct/kWh para que pueda competir con una planta de calefacción basada en astillas de madera.

8.5 Clasificación cualitativa de varias vías de utilización del calor

La Tabla 8.25 proporciona una visión de conjunto de la clasificación cualitativa de varias vías de utilización del calor.



8.6 Referencias

- [8-1] EEG (2009): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien [Ley de Concesión de Prioridad a las fuentes de Energía Renovable - Ley de Fuentes de Energía Renovables]
- [8-2] Fraunhofer UMSICHT (2008): Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Resultados de encuesta de mercado 2007–2008, Oberhausen
- [8-3] Gemmeke, B. (2009): – comunicaciones personales
- [8-4] KTBL (2005): Gasaubeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, Darmstadt
- [8-5] FNR (2005): Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (ed.), Gülzow
- [8-6] vTI (2009): Bundesmessprogramm zur Bewertung neuartiger Biomasse-Biogasanlagen, Abschlussbericht Teil 1, Braunschweig
- [8-7] Döhler, S. y H. Döhler (2009): Beispielhafte Biogasprojekte unter dem neuen EEG im Rahmen des Bundeswettbewerbs Musterlösungen zukunftsorientierter Biogasanlagen. Actas de la conferencia anual de Fachverband Biogas e. V.
- [8-8] Gaderer, M., Lautenbach, M.; Fischer, T.; Ebertsch, G. (2007): Wärmenutzung bei kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen, Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung e. V. (ZAE Bayern), Augsburg, modificado
- [8-9] KTBL (2009): Faustzahlen Biogas. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (ed.), Darmstadt
- [8-10] Döhler H. et al. (2009): Kommunen sollten rechnen; Joule 01.2009



Fuente: Tamnhäuser Ingenieure

9

Organización del negocio agrícola

La decisión de establecer el biogás como una rama de producción en un fundo agrícola o en un colectivo agrícola, o de convertir un fundo agrícola al biogás, se puede basar esencialmente en los siguientes argumentos principales:

- establecimiento de una nueva rama de negocios para ampliar la base de producción;
- salvaguardar el ingreso aprovechando el precio de garantía para la electricidad proveniente del biogás;
- contar con una fuente de activos líquidos a lo largo de todo el año de negocio;
- utilizar el suelo independiente del mercado;
- recuperar la energía de los productos y sub-productos primarios;
- reducir las emisiones y olores provenientes del almacenamiento y de la aplicación de fertilizante agrícola;
- mejorar la disponibilidad de los nutrientes de fertilizantes agrícolas para los cultivos;
- lograr autosuficiencia de suministro de energía; y
- mejor imagen del fundo agrícola.

Antes de tomar la decisión de producir biogás, se deben examinar y ponderar las siguientes opciones para la producción y uso del biogás. La decisión dependerá también de la predisposición individual al riesgo (confrontar Figura 9.1).

Opción 1: suministrar sustrato a una planta de biogás existente o nueva; bajo riesgo en términos de gasto de capital y de operación de la planta de biogás, pero una menor porción del valor agregado proveniente del biogás.

Opción 2: construcción de una planta de biogás en el fundo agrícola o en la comunidad, por ejemplo, ya sea para convertir el biogás en electricidad en la planta o para vender el biogás a un procesador de gas; alto riesgo en términos de gasto de capital y operación de la planta de biogás, pero alta porción del valor agregado proveniente del biogás..

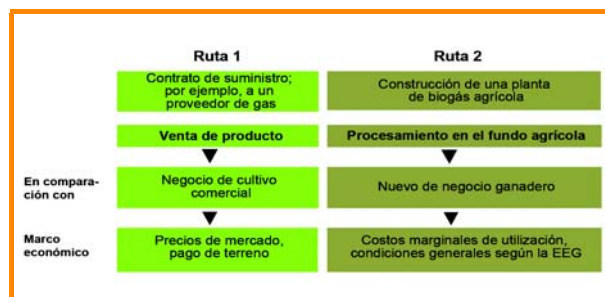


Figura 9.1: Opciones disponibles al agricultor para la producción de biogás

La opción uno se puede comparar con la producción de cultivos comerciales. Sin embargo, particularmente respecto de la producción, digamos, de ensilaje de maíz, debería notarse que el contenido de materia seca de la masa fresca de alrededor de 30 a 40% por las 24 horas máximo de vida de anaquel del ensilaje, luego de sacarlo del almacenamiento implica una capacidad de transporte limitada. Por tanto, en el mejor de los casos, será posible atender un mercado regional, asumiendo que el silo se encuentre ubicado dentro de la propiedad del productor.

Cuando el cultivo se vende directamente del campo, como es a menudo el caso en el sur de Alemania, la capacidad de ensilaje estará en la propiedad del usuario, es decir, en la planta de biogás. En este caso, también el mercado será solamente regional debido a que se requiere contar con capacidad de transporte.

Esta opción la alienta aún más la regionalización por los costos de transporte involucrados en la utilización del digestato, que se almacena sobre todo en la planta de biogás. Desde el punto de vista del operador de la planta de biogás, son deseables los contratos a largo plazo para satisfacer la demanda relativamente constante de sustrato. Satisfacer los términos del contrato puede ser un problema para el agricultor, especialmente en los sitios marginales o donde los rendimientos pueden variar.

Tabla 9.1: Condiciones generales a considerar para el planeamiento del sustrato

Planeamiento del sustrato	Condiciones generales
<ul style="list-style-type: none"> • Se dispone de fertilizante agrícola (con detalles de DM y VS) • Se produce residuos agrícolas en el fundo 	<ul style="list-style-type: none"> • Se dispone de capacidad de almacenamiento (para el ensilaje, digestato) • Demanda de calor por el fundo agrícola o de demandantes cercanos (cantidades, ciclo estacional)
<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilidad de tierra, rendimientos y costos de producir cultivos energéticos • Residuos provenientes de las industrias de alimentación humana y animal^a 	<ul style="list-style-type: none"> • Puntos de alimentación para el calor y la energía • Inventario de edificación utilizable • Tierra disponible para la utilización de digestato • Cumplimiento con la Ordenanza sobre Bio-residuos • Distancia de transporte para sustratos de insumo y utilización de digestato • Cálculo de la tarifa de alimentación pagable por el uso de sustratos específicos^a

a. El requisito en la EEG (2009) para el calcular el nivel de tarifas de alimentación debe tomarse en cuenta aquí.

La opción 2, por otro lado, se puede comparar con la construcción de una planta de ganado. El 'procesamiento del producto' se lleva a cabo en el fundo agrícola. El objetivo es generar una utilidad del procesamiento, ampliar la base de producción y hacer una inversión en el futuro. Esto requiere un gasto adicional de capital de €6.000 a 8.000 / ha, y tanto el capital como la tierra quedan inmovilizados económicamente por largo tiempo, unos 20 años. Un objetivo adicional es lograr un retorno apropiado sobre el capital invertido. Esto se debe examinar con ayuda de un análisis de costo / beneficio (confrontar Sección 8.2.3).

Especialmente luego de la reformulación de la Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG) de 2009, la construcción de una planta de biogás agrícola se funda en la disponibilidad del fertilizante agrícola, la capacidad de hacer un uso significativo del calor generado, el área de terreno necesaria para suministrar el sustrato y el potencial para utilizar el digestato.

Más específicamente, es necesario determinar el volumen del fertilizante agrícola que se está produciendo y el contenido de materia seca (DM) (valor guía 0,15 ... 0,2 kW por unidad de ganado). Si se conoce el contenido de DM, el volumen de bosta producida se puede calcular sobre la base de valores guía de, por ejemplo, los institutos estatales de investigación agrícola o KTBL. Debe recordarse que una sola muestra de bosta producirá a menudo un valor poco confiable.

Además, es necesario determinar lo que surge de los residuos agrícolas (como residuos de forraje, las capas superiores de los silos, etc.) así como la disponibilidad de cualquier sub-producto puramente basado en plantas para su utilización como posibles sustratos de auto-financiación, respecto tanto de la oportunidad como del volumen, teniendo en cuenta las distancias de transporte. Según los esquemas de tarifas en la EEG, el contenido de DM de sub-productos puramente basados en plantas es de gran significado, por-

que, para el rendimiento energético de dichas sustancias, una cantidad fija de energía basada en el insumo de masa fresca no permite acceder al bono NawaRo (confrontar Sección 7.3.3.2).

Cuando se está considerando la digestión de residuos como una opción, los puntos a examinar son la disponibilidad de los bio-residuos, las distancias de transporte, cualquier requisito relativo a la conservación de los residuos, las preocupaciones sobre la biología de la digestión, los asuntos legales y la posible necesidad de higienización.

En lo que respecta al uso de cultivos de los campos, cuando se planea una planta de biogás agrícola, los agricultores deberían tener una idea clara sobre qué áreas de sus tierras pueden o desean utilizar para el biogás, con qué rendimientos y qué tipo de cultivos. En bruto, se puede asumir que 0,5 ha/kW_{el} es la cifra típica. Con la debida consideración para las cuestiones de rotaciones de cultivos y gestión de la mano de obra, se debe dar preferencia a los cultivos de alto rendimiento con bajos costos por unidad de materia seca orgánica o por metro cúbico de metano. No obstante, puede tener sentido cultivar otros ensilajes de cultivos enteros en vez del maíz desde el punto de vista de los negocios si esto puede equilibrar el pico laboral durante la cosecha de maíz y permitir que se despeje los campos más rápidamente; por ejemplo, para plantar colza que produce aceite a partir de su semilla.

La utilización de toda el área del fundo agrícola para cultivar alimento basal para el ganado y para producir sustrato para el biogás no tiene sentido normalmente, ya que ya no es posible participar en el mercado. Además, enfoques como estos son inapropiados debido a la necesidad de rotación de cultivos en fundos cultivables.

La compra de biomasa es una práctica común cuando no se puede producir suficiente sustrato en las propias tierras del fundo. Incluso cuando los agricul-

tores tratan de celebrar contratos de largo plazo—a menudo con una cláusula de ajuste de precios—el nivel de seguridad material y económica para la planta de biogás es menor. La construcción de plantas adicionales en la región o los cambios en los precios agrícolas, como ocurrió en 2007/08, puede tener un efecto significativo en el mercado regional. La Tabla 9.1 resume las condiciones generales que deben tomarse en cuenta para el planeamiento del sustrato.

Cuando se decide sobre el tamaño de la planta de biogás a construirse, es necesario tomar en cuenta no solamente el suministro de sustrato, la utilización potencial del digestato y la cantidad de calor a los que se puede dar un uso significativo, sino también las cuestiones técnicas, legales, administrativas y tarifarias. El tamaño deseado de la planta de biogás a veces se determina sin referencia a la naturaleza específica del sitio en cuestión (demanda de calor, uso de lodo líquido de biogás, tamaños y estructuras de los fundos agrícolas, etc.) o a la disponibilidad de sustrato o a asuntos de gestión de la mano de obra. Sin embargo, esto puede dar lugar a problemas económicos y estructurales considerables y se recomienda.

En resumen, debe recordarse que los siguientes factores son particularmente importantes en relación con la integración actual de una planta de biogás a una empresa agrícola:

- **Necesidades de terreno** y periodo de compromiso (20 años), aunque estos pueden estar influidos por la compra de sustratos, por ejemplo.
- **Régimen de fertilización:** posible incremento del volumen del material que se va a esparcir en los campos y en la cantidad de nutrientes en el ciclo de cultivo.
- **Uso de activos fijos:** posibilidad de hacer uso de silos existentes, almacenes de lodo líquido, ...
- **Gestión de la mano de obra:** se debe tomar en cuenta la producción, cosecha y almacenamiento o la compra de materias primas (sustratos), operación de la planta, incluyendo el procesamiento / carga de sustratos, monitorización de procesos, soporte técnico, mantenimiento, rectificación de fallas y daños, tareas administrativas y distribución del digestato en el campo (ejemplo: producción, cosecha y almacenamiento de grano: 6 – 8 h/ha en comparación con ensilaje de maíz: 13 – 15 h/ha).

Para mitigar el riesgo, se puede construir la planta junto con un fundo asociado. Para este propósito, se puede establecer una sociedad privada para generar los ingresos básicos de los cultivos energéticos, la bosta y otras sustancias, tales como las grasas (confrontar Sección 9.2.2).

A continuación se establecen los factores más importantes que influyen en la re-estructuración de un fundo agrícola.

9.1 Re-estructuración de un fundo agrícola—prospectos futuros y enfoques de optimización

El planeamiento y la construcción de la planta requieren la participación del agricultor de varias maneras. La siguiente lista proporciona una visión de conjunto de las decisiones clave y actividades del agricultor durante el planeamiento de la planta de biogás y su integración al fundo agrícola:

- selección del sitio;
- conexión eléctrica para alimentar la energía generada en la red, incluyendo la construcción de una nueva estación de transformadores, que se necesita normalmente;
- aclaración de cómo se integrará la planta al fundo agrícola por el lado del calor;
- aclaración de cómo se integrará la planta por el lado del sustrato;
- procedimiento de obtención de licencia (preparación de solicitud de permiso);
- evaluaciones expertas (informe sobre el suelo para la ubicación de la planta, análisis estructural para tanques y nuevas estructuras, plan de salud y seguridad para el sitio de la construcción, inspección por parte de una agencia técnica de inspección,...);
- cualquier expansión requerida de espacio de almacenamiento para digestato adicional proveniente de co-sustratos;
- instalaciones y equipamiento del sitio (iluminación de exteriores, construcción de cerco, señalización, vías, tubos de agua, plantaciones compensatorias, ...);
- calefacción de la planta y despeje de fallas durante las fases de arranque y servicios de soporte para los primeros seis meses de operación.

9.1.1 Selección de un sitio apropiado para la planta

A continuación, la Figura 9.2 muestra todos los parámetros clave para la selección del sitio. Mientras más grande sea la planta, más importante será el asunto de la ubicación óptima de la planta. Las oportunidades para distribuir y utilizar los productos de la energía son particularmente importantes (confrontar Sección 11.2.2).

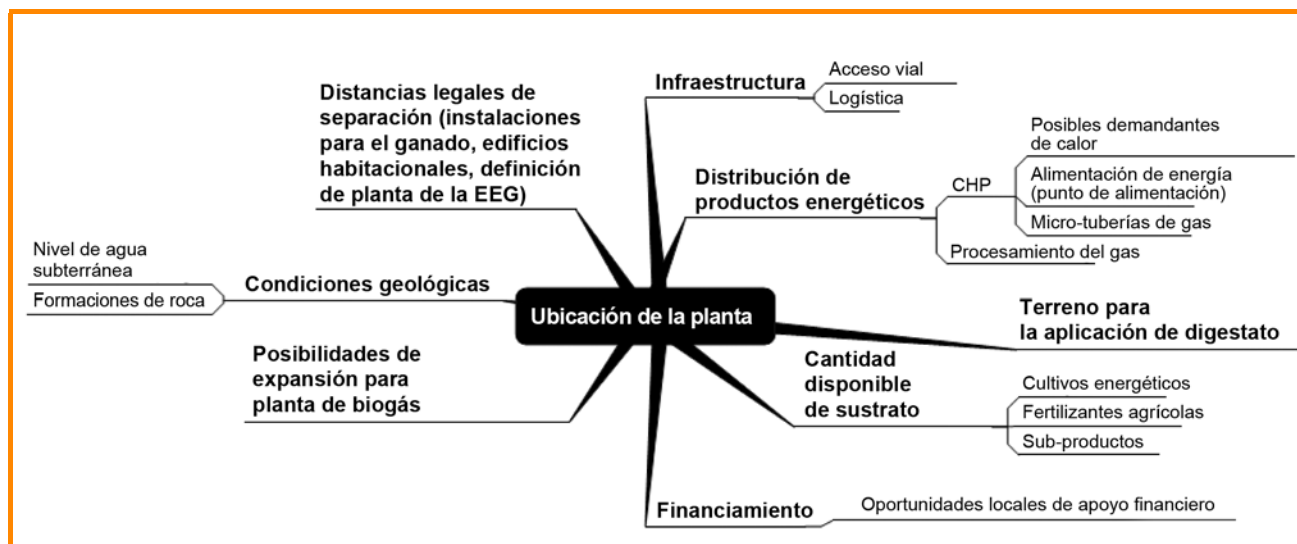


Figura 9.2: Parámetros que influyen en la elección de la ubicación de la planta (CHP: calor y energía combinados)

También debe tomarse en cuenta que el transporte del calor tiene sentido económico solamente para distancias cortas y que transportar electricidad en el rango de bajo voltaje puede ocasionar pérdidas significativas en la línea y, por lo tanto, una tasa más baja de retorno económico.

Otro factor relevante a la búsqueda y selección del sitio es en qué medida el transporte de sustrato y digestato es factible para el tamaño planeado de la planta (confrontar Sección 11.2.2). También se tiene que aclarar si se dispondrá de las cantidades necesarias de sustrato de calidad apropiada a largo plazo en el lugar. Adicionalmente, los reglamentos de autorización exigen que se mantenga una cierta distancia entre las instalaciones para el ganado, los edificios residenciales y los recursos de agua sensibles. Los planes deben prever espacio para futuras expansiones.

Además de los parámetros de planeamiento administrativo, también es necesario en la búsqueda y selección del sitio tener en cuenta factores geológicos como el nivel de agua subterráneas o las características del suelo (tipo de suelo, contenido de roca, etc.). Puede ser interesante en la búsqueda de financiamiento de una planta analizar las oportunidades de apoyo financiero de las autoridades a nivel local o regional.

9.1.2 Impacto de una planta de biogás en la rotación de cultivos

La producción de biomasa puede requerir ajustes al sistema de rotación de cultivos. La prioridad en este caso es producir cultivos para la producción del gas tan cerca del fundo agrícola como sea posible para mi-

Tabla 9.2: Tierra requerida, capital inmovilizado y tiempo de trabajo requerido para varias ramas de producción

	Grano 65 dt / ha	Maíz 400 dt / ha	153 DC (8000 l)	BGP 150 kW	BGP + 150 DC
Tierra re- querida [ha]	1	1	118 ha 0,77 ha / vaca	79	183 (67 ha BGP)
Capital in- movilizado [€/ha]	876	2.748	4.660	6.126	5.106
Tiempo de trabajo re- querido [horas de trabajo / ha]	9,3	15,5	65,6	31,1	66,7

BGP: planta de biogás
DC: vacas lecheras

nimizar los costos de transporte. Sin embargo, este objetivo no siempre se puede alcanzar, debido al tamaño de la planta y la cantidad de sustrato (cultivos energéticos) requeridos, así como por razones de rotación de cultivos. Por ejemplo, para un operador de planta que además cría cerdos, puede tener sentido económico no alimentar a los cerdos con la cebada de invierno que crece en sus propias tierras del fundo agrícola, sino más bien cosechar la cebada más temprano, cuando está en la etapa de masa para su utilización como ensilaje de cultivo entero para producir biogás. Los cerdos serán alimentados con cebada comprada. La cosecha adelantada de la cebada significa que, en ubicaciones favorables, será posible cultivar maíz de ensilaje como un segundo cultivo o pos-cultivo, utilizando variedades precoces. Una consecuencia secun-

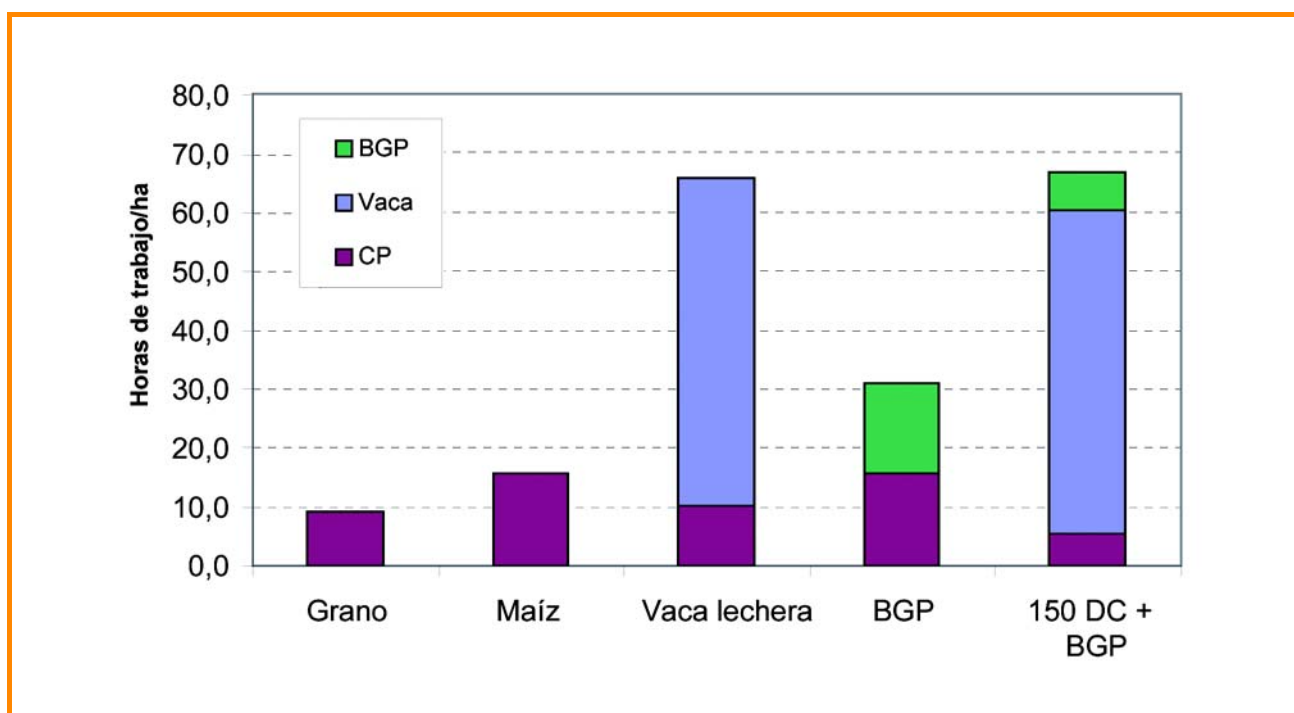


Figura 9.3: Tiempos de trabajo específicos requeridos para varias ramas de producción con producción integrada del biogás (BGP: planta de biogás, vacunos: crianza de vacas lecheras (DC), CP: producción de cultivo)

daria de cultivar maíz como cultivo principal es la posibilidad de usar el digestato que se produce de manera ambientalmente segura para la producción de cultivos en un periodo más largo.

El cambio de la secuencia de cultivos para centrarse en la producción de biogás puede dar como resultado un reverdecimiento durante casi todo el año de la tierra cultivable con el consiguiente efecto positivo en términos de la explotación del nitrógeno.

Dependiendo de la humedad del suelo al momento de la cosecha del ensilaje de maíz en los campos, esto puede tener un impacto negativo en la estructura del suelo si las condiciones del suelo son desfavorables, especialmente cuando se cosecha el maíz como segundo cultivo.

Tanto desde el punto de vista agrícola como desde el punto de vista de la biología de la digestión, se ha mostrado que es beneficioso utilizar una mezcla variada de sustratos en las plantas de biogás. El cultivo de ensilaje de cereal de cultivo entero (WCC) lleva a despejar más tempranamente los campos y permite plantar a tiempo la colza oleaginosa, por ejemplo. El maíz es un cultivo muy rendidor y puede aprovechar bien el digestato en la primavera. También se recomienda el uso del grano del cereal como medio de controlar la producción de gas, por ejemplo. Además, puede comprarse el grano de cereal para compensar las fluctuaciones en el rendimiento de los sustratos

cultivados en el fundo, evitando así posiblemente la necesidad de transportar el sustrato a lo largo de grandes distancias o en grandes cantidades.

9.1.3 Necesidad de terreno y mano de obra

Antes de que se integre el biogás en las operaciones agrícolas como una rama de la producción, es necesario tomar en cuenta no sólo la gran inversión y la inmovilización del suelo sino también asuntos de gestión laboral que resultan de cambios a la estructura de cultivos (por ejemplo, cultivar maíz en vez de grano) y gestión de la planta de biogás. Establecer una planta de biogás involucra una cantidad similar de capital por hectárea que la producción de leche. La superficie de terreno requerida está determinada por el tamaño de la planta de biogás más el área que se necesita para criar ganado (ver Tabla 9.1 y Tabla 9.2). Para propósitos del cálculo, la tierra requerida tanto para el concentrado de alimentación como para la alimentación basal se incluyó en la crianza de vacas lecheras.

La superficie de terreno se utiliza para calcular el tiempo de trabajo requerido y para comprometer la mano de obra en distintos momentos en el ciclo de producción del cultivo para el suministro de sustrato. Además, la operación de una planta de biogás agrícola requiere asignar el tiempo de trabajo según el tipo y cantidad de sustratos utilizados, tecnología,

edificaciones y la manera en que este negocio o rama de producción se integran a una empresa existente o futura.

Ejemplo: En base al tiempo de trabajo por unidad de superficie de terreno, una planta de biogás de 150 kW requiere solamente el 50% de horas trabajadas en comparación con la crianza de vacas lecheras en un área equivalente de terreno (confrontar Figura 9.3). Aproximadamente el 60% del tiempo de trabajo requerido para una planta de biogás se dedica a cultivar los sustratos y aproximadamente 40% a la operación de la planta de biogás. Cuando se combina la producción de biogás con la crianza de animales, hay efectos sinérgicos significativos en términos de rentabilidad, reducción de emisiones y a menudo también de gestión laboral. Es importante que el tamaño de la planta de biogás y, por lo tanto, también el tiempo de trabajo requerido, se adecuen a las condiciones operativas del fundo agrícola.

En las condiciones que se encuentran comúnmente en Alemania oriental, donde la agricultura opera a gran escala, se ha mostrado que es una buena idea que, por ejemplo, la persona a cargo de la alimentación de la unidad lechera también se haga responsable de la supervisión de la planta de biogás gracias a su experiencia en los procesos biológicos.

El tiempo de trabajo requerido para operar una planta de biogás puede asignarse en gran medida a los siguientes procesos clave:

- producción, cosecha y almacenamiento o compra de materias primas (sustratos);
- operación de la planta, incluyendo procesamiento y carga de sustratos;
- supervisión de la planta, incluyendo monitorización de procesos, mantenimiento, reparación, corrección de fallas / daños, y tareas administrativas;
- distribución de digestato en los campos.

Todos estos segmentos del proceso son esenciales para la operación. Sin embargo, dependiendo del modo de operación y del sustrato, pueden requerir cantidades sumamente diferentes de trabajo. Para evitar sorpresas desagradables, el planeamiento del tiempo de trabajo siempre debe incluirse en deliberaciones en la etapa de pre-planeamiento. Después de todo, existen soluciones alternativas que se han probado y comprobado. Por ejemplo, el trabajo relativo a la producción de cultivos, como la cosecha, el transporte y la distribución del digestato en el campo puede compartirse entre agricultores. Asimismo, se puede contratar personal especializado remunerado para la operación, el mantenimiento y monitorización de la planta. La única manera de identificar la solu-

ción apropiada y económicamente viable es a través de un planeamiento cuidadoso para cada fundo individual.

9.1.3.1 Producción, cosecha y almacenamiento de materias primas

Cuando se produce en la tierra de propiedad del fundo agrícola, por ejemplo, cultivando maíz para hacer ensilaje, cosechando plantas cerealeras para ensilaje de cultivos enteros o cosechando pastizales, existe un volumen considerable de datos de planeamiento disponibles a partir de técnicas convencionales de producción. Como regla, dichos datos también serán aplicables, sin mayor adaptación, a la producción de materias primas. Por lo tanto, los cálculos a continuación se basan en la documentación conocida de cálculos a partir de los datos recolectados por KTBL para el planeamiento de fundos agrícolas [9-1].

Tiempo de trabajo necesario para producir sustratos para la planta modelo III

La planta modelo III sirve como ejemplo para ilustrar y calcular los impactos sobre la gestión de la mano de obra (ver también Capítulo 8). Esta planta modelo procesa bosta de la crianza de ganado de un hato de alrededor de 150 unidades ganaderas (vacas lecheras). Los cultivos energéticos utilizados en este caso son 5.750 t de ensilaje de maíz y 200 t de grano de cereal. Si se estima los rendimientos para el ensilaje de maíz en 44 t / ha (50 t / h de ensilaje de maíz menos 12% de pérdidas en el ensilaje) y se calcula las de grano de cereal en 8 t / ha, esto equivale a un área cultivada de alrededor 156 ha para cultivos energéticos (131 ha para el maíz y 25 ha para el grano).

No es sumamente importante si la tierra es propia o alquilada, o si se dispone de ella a través de un intercambio de tierras o por cooperación con una asociación. La tierra ya no está disponible para el suministro de alimento basal. Se tiene que examinar si se mantiene en general la rotación balanceada de cultivos.

Se asume que la planta modelo III opera en buenas condiciones de producción con un tamaño de campo promedio de 5 ha y una distancia del fundo al campo de 2 km. El fundo agrícola tiene poco equipo propio de cosecha de maíz de ensilaje porque en la agricultura de pequeña escala es mejor tercerizar cuando hay demanda de trabajo que implique un alto gasto de capital. Se asume que el fundo mismo realiza todo el trabajo de cosecha del grano.

Dados estos supuestos, el tiempo de trabajo requerido total puede estimarse en aproximadamente en



800 horas - trabajador por año (no incluyendo la distribución de digestato).

Las Tablas 9.3 y 9.4 a continuación muestran ejemplos de los tiempos de trabajo requeridos esperados. Se toma las cifras de la base de datos de KTBL, que ofrece una serie de alternativas de planeamiento.

Durante el periodo de cosecha de ensilaje de maíz, en setiembre e inicios de octubre, se requiere unas 800 horas - trabajador (dependiendo del equipo utilizado) para la remoción del cultivo del campo al silo y para el almacenamiento del silo con un cargador de rueda.

Es sorprendente que cada tonelada de sustrato producido se 'debite' con aproximadamente 0,27 horas - trabajador, incluyendo la distribución de digestato en los campos, es decir con costos laborales de €4,00 en base a un salario de €15,00 por hora.

Tabla 9.3: Secuencia de operaciones laborales y tiempos de trabajo requeridos para el proceso de ensilaje de maíz

Proceso del trabajo: ensilaje de maíz	Horas - trabajador / ha
Cultivo	4,9
Cosecha y transporte tercerizado	0
Total horas - trabajador para el maíz	4,9

Tabla 9.4: Secuencia de operaciones laborales y tiempos de trabajo requeridos para el proceso de producción de grano

Proceso del trabajo: grano	Horas - trabajador / ha
Cultivo	5,07
Cosechar y transportar	1,1
Total horas - trabajador para grano	6,17

La producción de ensilaje y grano arroja un tiempo de trabajo requerido en las estaciones individuales del año que requerirían igualmente permiso si el uso fuera diferente, como la venta o la alimentación. Una característica común de estos procesos de producción es que se utiliza de manera idéntica un producto almacenado a lo largo de un periodo prolongado, usualmente incluso a lo largo del año. Esto puede ser beneficioso para la gestión del proceso de su conjunto. Cualquiera que fuera el caso, el tiempo de trabajo requerido para suministrar los sustratos a

la planta de biogás es relativamente uniforme y de poca variación.

El tiempo de trabajo requerido se hace mucho más fácil de planear y predecir si se produce materiales residuales durante las estaciones de crecimiento y solamente por ciertos periodos y se requiere procesarlos. Se utiliza ejemplos relevantes de follaje recién cortado o de residuo vegetal que se produce solamente en ciertos momentos. En términos de la gestión de la mano obra y del control de los procesos, siempre será ventajoso, cada vez que se utilice sustratos que se producen estacionalmente, si hay un almacén disponible de 'sustratos de reserva' para respaldarse en estas facilidades y de esta manera prevenir brechas temporales de suministro.

Otro factor que no debería ignorarse es el efecto negativo sobre el proceso de digestión proveniente de la variación excesiva en la composición del sustrato si la mayoría de sustratos utilizados son estacionales.

Este problema es aún más significativo si los sustratos no provienen del mismo fundo agrícola. En este caso, no debería subestimarse el tiempo de trabajo requerido para obtener sustrato. Sin embargo, prácticamente no se conoce cuál es la cantidad real de tiempo de trabajo requerido. Finalmente, garantizar un suministro duradero y continuo, siempre que sea posible, depende de la habilidad comercial del operador. Cuando el operador de la planta recoge los sustratos, el tiempo requerido para dicho trabajo tendrá simplemente un efecto en la organización del trabajo en el fundo agrícola y también en los costos asociados.

El transporte entre o dentro de los fundos agrícolas es inevitable, sin importar si una planta de biogás se opera de manera individual o, especialmente, de manera colectiva. No solamente el tiempo de trabajo que se requiere adicionalmente tiene que incluirse en los planes, sino que los costos asociados pueden también hacerse sumamente importantes. El uso del lodo líquido o de la bosta sólida proveniente de la crianza de animales o de residuos de procesamiento de productos (grano, remolacha, vegetales, fruta) probablemente se considere con bastante frecuencia. Siempre es crucial ponderar el 'valor del producto' para la generación de energía contra el 'precio', incluyendo el transporte.

Se debe aclarar de antemano, durante la etapa en que se está firmando los contratos de cooperación o de suministro si un sustrato potencial es económicamente valioso o no. Esto es particularmente cierto cuando se decide la ubicación de la planta.

Tabla 9.5: Tiempo de trabajo requerido para la supervisión de plantas de biogás

Operación de trabajo	Unidades	Promedio	Mínimos	Máximos
Inspección de rutina ^a	h / semana	4,4	0,0	20,0
Recolección de datos ^a	h / semana	2,7	0,0	9,9
Mantenimiento ^a	h / semana	3,2	0,0	14,0
Rectificación de fallas ^b	h / semana	2,7	---	---
Total	h / semana	13,0		

a. según [9-2], modificado

b. [9-3]

9.1.3.2 Tiempo de trabajo requerido para la supervisión de una planta de biogás

El segundo programa de medición de biogás (Biogas-Messprogramm II) incluyó una encuesta integral de datos sobre tiempos de trabajo requeridos en base a registros operativos de 61 plantas de biogás en Alemania a lo largo de dos años [9-2]. Los datos recolectados se sistematizaron y evaluaron para producir los valores promedio enumerados en la Tabla 9.5.

El valor promedio proporcionado en esta tabla para la rectificación de fallas técnicas / fallas del proceso biológico en las plantas de biogás resulta de la evaluación de datos de 31 plantas de biogás como parte de un proyecto para analizar los puntos débiles en las plantas de biogás [9-3].

La evaluación de estos y otros datos revela que un incremento en la capacidad nominal en las plantas va acompañado de un aumento del tiempo de trabajo requerido total en horas - trabajador por semana (confrontar Figuras 9.4 y 9.5). Además, los resultados del segundo programa de medición de biogás sacan a la luz la estrecha relación entre el tamaño del rebaño, el insumo del sustrato en t / semana, y el tiempo de trabajo requerido.

Desafortunadamente, las cifras de tiempo de trabajo requerido no permiten sacar ninguna conclusión adicional confiable respecto de áreas clave específicas de trabajo.

Se debe notar que, mientras que el estudio [9-4] no tomó en cuenta el tiempo de trabajo requerido para la rectificación de desperfectos, el estudio [9-5] sí incluyó dicho tiempo al calcular el tiempo de trabajo requerido para la supervisión de la planta.

Además, como las fuentes antes mencionadas no proporcionan un desglose preciso de los tipos de trabajo involucrados en la supervisión de la planta, los datos no son comparables, ni tampoco es posible decir con precisión cuál trabajo se atribuye a la planta de biogás y cuál no.

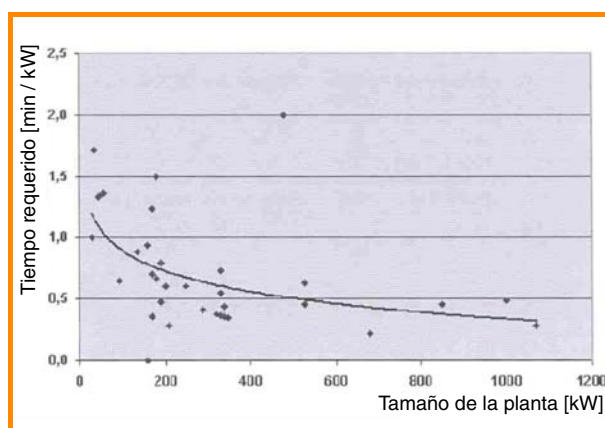


Figura 9.4: Tiempo de trabajo requerido para la supervisión de una planta [9-4]

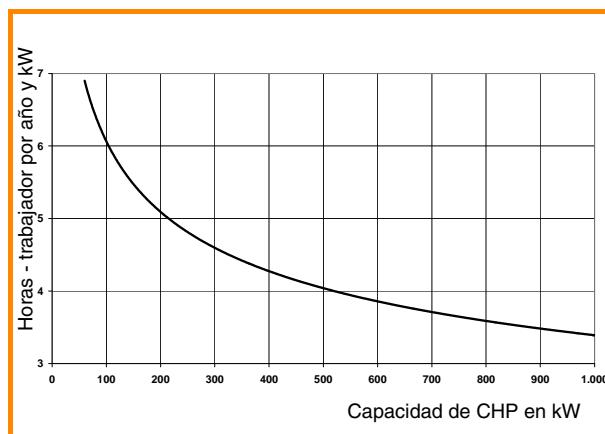


Figura 9.5: Tiempo de trabajo requerido para la supervisión y mantenimiento de una planta [9-5]

Los análisis de rentabilidad de las plantas modelo se basan en los resultados de [9-5].

Tiempo de trabajo requerido para la supervisión de la planta modelo III

De acuerdo con los datos de [9-5], tal como se describió anteriormente, la supervisión de una planta de biogás, incluyendo la rectificación fallas, toma 4,5 horas por día. Esto significa que, incluso para este ta-

maño de planta (350 kW_{el.}), se requiere la mitad del tiempo de un trabajador para supervisar la planta de biogás, incluyendo actividades de rutina, recolección de datos, monitorización, mantenimiento y corrección de desperfectos.

9.1.3.3 Tiempo de trabajo necesario para procesar y cargar el sustrato en el digestor

El trabajo involucrado en la asignación de sustratos, remoción del almacenado y, en algunos casos, procesamiento es idéntico al de los otros tipos de trabajo agrícola. Esto hace que sea posible utilizar datos de otros tipos de trabajo agrícola para establecer valores guía que serían suficientemente confiables. En general, los costos de la mano de obra para la operación de una planta de biogás representan menos del 10% de los costos totales y, por lo tanto, no son sumamente significativos para la rentabilidad. No obstante, cuando no hay mucha mano de obra puede ser necesario recurrir a servicios de terceros, lo cual tiene que tomarse en cuenta en el análisis de rentabilidad. Debe notarse que se necesitará valores guía más confiables para los tiempos de trabajo requeridos en el futuro para hacer un planeamiento más exacto.

El tiempo de trabajo requerido para el procesamiento y carga de sustrato en el digestor depende mucho del tipo de sustrato.

Los sustratos líquidos, tales como el lodo líquido, normalmente se almacenan temporalmente en o cerca del cobertizo de animales, se alimentan a un tanque receptor y se bombean de ahí al digestor por bombas que se encienden a intervalos u horas específicos (confrontar Sección 8.1 "Descripción de plantas modelo"). El tiempo de trabajo se limita al necesario para verificaciones y ajustes ocasionales y los valores guía para las tareas de mantenimiento antes mencionados deberían incluir dicho tiempo.

La situación es similar para las pomazas líquidas y pulpas de la producción de vino, brandy o jugo de fruta.

Las grasas y aceites líquidos se bombean desde los vehículos de distribución a los tanques o a pozos separados. En este caso también el tiempo de trabajo requerido se limita generalmente a las verificaciones y ajustes.

El ensilaje de maíz y el ensilaje de pasto de origen agrícola constituyen la mayoría de los **sustratos sólidos**. Otros sustratos similares que se toman en consideración los granos de cereal y los residuos producidos por la limpieza y procesamiento del grano. Otra posibilidad son los cultivos de raíces y tubérculos (remolacha,

cebollas, papas) así como los residuos de su procesamiento.

El mayor tiempo de trabajo lo ocupa la carga del sustrato en el recipiente contenedor. Como regla general, se utiliza carga móvil y maquinaria de transporte para llenar los distintos sistemas de carga de digestores (por medio de un tanque receptor o tolva de carga con un aparato que puede ser una transportadora inclinada o un mecanismo de embutido hidráulico). El ejemplo a continuación muestra los tiempos del módulo básico que se pueden utilizar para el planeamiento. Hasta el momento, no se ha medido el tiempo de trabajo específico en las plantas de biogás.

La Tabla 9.6 presenta un resumen de tiempos de carga utilizando diversos tipos de equipo de carga.

El tiempo de trabajo requerido para la asignación de sustrato se puede estimar tomando los valores guía para los tiempos de cargado y multiplicándolos por las cantidades de sustrato procesado cada año. Entonces, es necesario añadir un adicional para el tiempo requerido de configuración.

En particular, en una planta grande de biogás, el tiempo necesario para el transporte desde el frente del silo hasta la planta de biogás puede incrementar significativamente el tiempo de trabajo requerido. Una planta de biogás adecuada desde el punto de vista de la ubicación y tecnología puede compensar este incremento de tiempo de trabajo requerido.

Tiempo de trabajo necesario para procesar y cargar el sustrato para la planta modelo III

Se asume que se usa un cargador telescópico para llenar el equipo de carga. Se incluye 15 minutos adicionales por día como tiempo de configuración para el re-abastecimiento de combustible de la máquina, retirar la cubierta plástica del silo y volverla a colocar. Por tanto, los tiempos de trabajo requeridos para el procesamiento y carga del sustrato llegan a 403 horas - trabajador por año (ver Tabla 9.7).

9.1.3.4 Tiempo de trabajo requerido para esparcir el digestato en el campo

La planta modelo III, de aproximadamente 8.950 t de sustrato utilizadas por año (bosta y cultivos energéticos), convierte alrededor del 71% de sólidos volátiles en biogás. La conversión reduce la masa de digestato de modo que sólo alrededor de 7.038 t de la masa original del sustrato requiere distribución en los campos.

Los cálculos no incluyen tiempo de trabajo para esparcir las cantidades de bosta contenidas en el sustrato, porque la masa de bosta cargada a la planta de

Tabla 9.6: Tiempos de carga requeridos utilizando diversos tipos de equipo de carga (según [9-6], [9-7], [9-8])

Material a cargar	Tiempos de carga en [min / t]		
	Cargador frontal, tractor	Cargador con ruedas	Cargador telescópico
Ensilaje de maíz (silo horizontal)	4,28 ... 8,06	6,02	3,83
Ensilaje de pasto (silo horizontal)	4,19 ... 6,20	4,63	3,89
Ensilaje de maíz (silo horizontal), pista de grava, ascendente	5,11	2,44	-
Ensilaje de pasto (silo horizontal), pista de grava, ascendente	5,11	3,66	-
Bosta sólida (almacén de bosta)	2,58	2,03	-
Grandes pacas (rectangular)	1,25	-	1,34
Grano (a granel)	2,61 ^a	-	1,50 ^a

a. Valores provisionales corregidos

Tabla 9.7: Cálculo del tiempo / año de trabajo requerido para el procesamiento y carga del sustrato, incluyendo los tiempos de configuración para la planta modelo III

Sustrato	Unidades	Ensilaje de maíz	Grano
Cantidad de sustrato	t / año	5.750	200
por tiempo de carga	min / t	3,83	1,50
Tiempo de trabajo requerido para cargar	horas - trabajador / año	368	5
+ tiempo de configuración	min / día de trabajo	5	
por días de trabajo	días de trabajo / año	365	
Tiempo de trabajo requerido para la configuración	horas - trabajador / año	30	
Total de tiempo de trabajo requerido	horas - trabajador / año	403	

biogás habría incurrido en costos de distribución incluso sin tratamiento anaeróbico. Se puede estimar el mismo tiempo de trabajo dadas las condiciones de distribución y el equipamiento técnico idénticos.

Utilizando un vehículo con tanque de 12 m³ de lodo líquido con una manguera que se remolca en parcelas de cinco hectáreas, a una distancia entre fundo agrícola y campo de 2 km y a una tasa de distribución promedio de 20 m³ de digestato por hectárea, el tiempo de trabajo requerido es de 1,01 horas - trabajador por hectárea o 3,03 minutos - trabajador por m³. La cantidad adicional de digestato a distribuirse, es decir 4.038 t (7.038 t - 3.000 t de bosta), arroja un tiempo de trabajo necesario de 204 horas - trabajador al año. Se debe asignar 355 horas - trabajador al año para la distribución del digestato.

Tiempo de trabajo requerido para la planta modelo III

En resumen, el tiempo de trabajo requerido anual para la **planta modelo III** se puede calcular en aproximadamente 3.126 horas - trabajador, asumiendo que el trabajo de cosecha que consume mucho tiempo se contratará por fuera.

Alrededor de 2.230 horas - trabajador para la supervisión durante todo el año de la planta, incluyendo la carga de sustrato. Se caracteriza por una carga de trabajo relativamente uniforme y regularmente recurrente. Este trabajo requerirá, posiblemente, un empleado permanente a tiempo completo.

El tiempo de trabajo requerido para cultivar 131 ha de maíz de ensilaje es de 641 horas - trabajador (incluyendo la porción apropiada de tiempo para distribuir el digestato), y la cosecha se terceriza. Sin embargo, se requiere unas 490 horas - trabajador para el transporte, almacenamiento y compactado de la producción cosechada en un silo horizontal, trabajo que el fundo agrícola puede llevar a cabo con sus propios recursos.

9.1.4 El tiempo como factor en la tecnología

El objetivo principal de la operación de una planta de biogás es hacer el mejor uso posible de la capacidad instalada para la generación de energía, sin la necesidad de que se elimine biogás no utilizado, por ejemplo por medio de una bengala de emergencia.

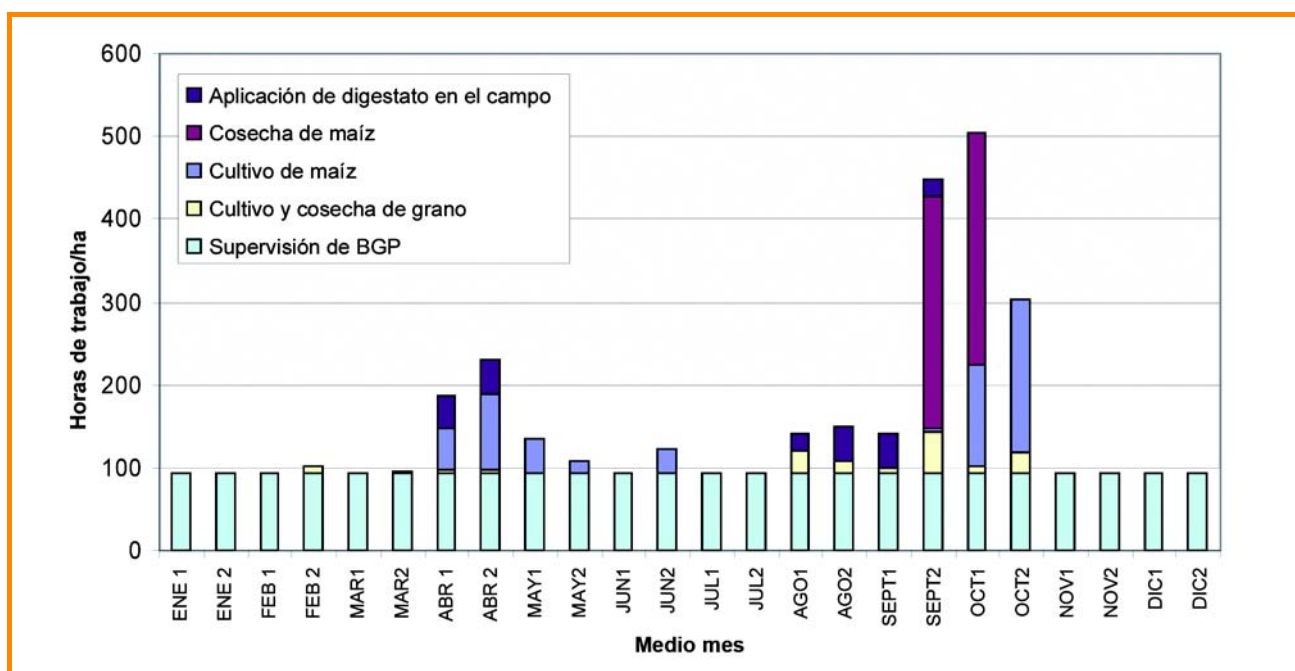


Figura 9.6: Cuadro de tiempos de trabajo requeridos para la planta modelo III

Esto exige sobre todo que el motor en la unidad de calor y energía combinados se opere a cargas altas. Se logrará una alta tasa de utilización de la capacidad si se hace funcionar el motor con carga completa, es decir, cerca de la eficiencia máxima, por tantas horas del año como sea posible. La capacidad instalada del motor debe, por lo tanto, corresponder tan cerca como sea posible al rendimiento esperado realísticamente de biogás.

Los planes preliminares asumen muy a menudo un tiempo de funcionamiento del motor de 8.000 horas a una carga completa del 100%. Los planes que incluyen un margen adicional por riesgos económicos asumen ocasionalmente un tiempo de funcionamiento anual de sólo 7.000 horas ('margen de seguridad').

Sin embargo, un tiempo de funcionamiento de 7.000 horas al año significa que para ser capaces de recuperar la energía del biogás producido por el proceso de digestión, el motor debe tener una capacidad al menos 13% mayor que uno que funciona durante 8.000 horas al año. El gasto de capital adicional en esta capacidad extra (incluyendo todas las demás instalaciones de suministro, almacenamiento y purificación de gas) deben incorporarse en los cálculos con €1.000/kW. También debe recordarse que el motor no debería estar sujeto a un esfuerzo excesivo, y más bien alternar cotidianamente paradas y arranques. Por esta razón y para garantizar un suministro constante de calor de proceso (un motor puede suministrar calor sólo si está funcionando), el trabajo re-

querido del motor en 7.000 horas de operación a carga completa por año se puede producir sólo si el motor se hace funcionar de manera casi continua en carga parcial (90% de su capacidad medida). La operación a carga parcial siempre significa una pérdida de eficiencia. Las pérdidas de eficiencia casi siempre son a costas de las cantidades de electricidad alimentadas a la red y, por lo tanto, a costas de los ingresos del operador. En la Sección 8.3, Análisis de sensibilidad, se presenta una vista de conjunto detallada de las pérdidas económicas, por ejemplo, de una reducción del 5% en la eficiencia.

Desde un punto de vista económico, en consecuencia, el objetivo debe ser hacer funcionar la unidad de CHP a 8.000 horas de carga completa al año. Dado este nivel de utilización de la capacidad del motor, sin embargo, debe asegurarse que exista un volumen adecuado de almacenamiento de gas (> 7 h) y que se tenga un sistema eficiente de gestión del almacenamiento del gas. En operación normal, el tanque de almacenamiento de gas no debe estar lleno a más del 50%. Esto se debe a las siguientes razones:

- debe ser posible acomodar la producción adicional de gas que se produce durante la homogeneización;
- se debe prever el incremento en volumen debido a la exposición al sol;
- se debe poder almacenar gas en caso de mal funcionamiento en la unidad de CHP o si ocurriera un cierre relacionado con la red.

9.2 Referencias

- [9-1] KTBL-Datensammlung Betriebsplanung 2008/2009
- [9-2] Weiland, P.; Gemmeke, B.; Rieger, C.; Schröder, J.; Plogsties, V.; Kissel, R.; Bachmaier, H.; Vogtherr, J.; Schumacher, B. FNR, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (eds.): Biogas-Messprogramm II, Gülzow (2006)
- [9-3] KTBL (2009): Schwachstellen an Biogasanlagen verstehen und vermeiden
- [9-4] Göbel, A. und Zörner, W. (2006): Feldstudie Biogasanlagen in Bayern
- [9-5] Mitterleitner Hans, LfL, Institut für Landtechnik und Tierhaltung, 2003 (suplementado) - comunicación personal
- [9-6] Melchinger, T.: Ermittlung von Kalkulationsdaten im landwirtschaftlichen Güterumschlag für Front- und Teleskopplader. Tesis de diploma, FH Nürtingen (2003)
- [9-7] Mayer, M.: Integration von Radladern in alternative Mechanisierungskonzepte für den Futterbaubetrieb. Tesis de diploma, FH Nürtingen (1998)
- [9-8] Handke, B.: Vergleichende Untersuchungen an Hofladern. Tesis de diploma, FH Nürtingen (2002)



Calidad y utilización de digestato

10.1 Propiedades del digestato

10.1.1 Propiedades, nutrientes y sustancias que proporcionan valor

Las propiedades y constituyentes del digestato se determinan esencialmente por los materiales utilizados para la digestión anaeróbica así como por el proceso de digestión mismo. Las plantas de biogás agrícola en Alemania usan principalmente lodo líquido de ganado y cerdos, bosta de ganado y cerdos y guano de aves de engorde de aves. Es menos común el uso de fertilizante agrícola proveniente de granjas de gallinas ponedoras debido a los altos concentrados de amoníaco y a los residuos de la alimentación suplementaria con calcio. Debido a las reglas sobre remuneración estipuladas en la Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG), sólo algunos operadores de plantas continúan concentrándose exclusivamente en el uso de cultivos energéticos. No obstante, se debe mencionar los efectos que se conocen y valoran desde hace tiempo de la digestión del fertilizante agrícola sobre las propiedades del digestato:

- menores emisiones de olores por la degradación de compuestos orgánicos volátiles;
- mejor eficiencia del nitrógeno en el corto plazo a través de una mayor concentración de nitrógeno de acción rápida;
- muerte o desactivación de semillas de hierbas y gérmenes (patógenos humanos, zoopatógenos y fitopatógenos).
- eficiencia mejorada del nitrógeno en el corto plazo a través de una mayor concentración de nitrógeno de acción rápida;
- muerte o desactivación de semillas de hierbas y gérmenes (patógenos humanos, zoopatógenos y fitopatógenos).

El hecho de que sea principalmente la fracción de carbono del sustrato la que sufre cambio a través de la di-

gestión significa que los nutrientes que contiene se preservan en su integridad. En todo caso, son más fácilmente solubles por el proceso de degradación anaeróbica y, por lo tanto, son más fáciles de absorber[10-1].

Ahí donde se utiliza principalmente cultivos energéticos para producir biogás, los procesos biológicos con sustratos / material de alimentación similares son comparables con aquellos que ocurren en el tracto digestivo del ganado. Por lo tanto, esto está destinado a permitir la producción de un digestato con propiedades similares a las de un fertilizante agrícola líquido. Ello lo confirma un estudio que llevó a cabo el LTZ Augustenberg (Centro Augustenberg de Tecnología Agrícola), el cual examinó digestatos de fondos que funcionan en Baden-Württemberg respecto de la calidad y cantidad de nutrientes, de sustancias que proporcionan valor, y del efecto fertilizante. La Tabla 10.1 presenta los parámetros de los digestatos [10-2]. El estudio trató de digestatos provenientes de la digestión de bosta de ganado y cultivos energéticos; de bosta de cerdo y de cultivos energéticos; principalmente de cultivos energéticos; y de residuos (a veces mezclados con cultivos energéticos). Se analizó muestras de control de bosta no tratada para validar los resultados. Los resultados clave del estudio son:

- el contenido de materia seca del digestato (7% de FM en promedio) es de alrededor del 2% menor que el de bosta cruda;
- la concentración total de nitrógeno en los digestatos con 4,6 a 4,8 kg / t de FM es ligeramente mayor que en la bosta de ganado;
- la proporción de C:N en los digestatos es de aproximadamente 5 o 6 y, de este modo, significativamente menor que en la bosta cruda (C:N 10);
- la degradación de materia orgánica hace que el nitrógeno enlazado orgánicamente se convierta en nitrógeno enlazado inorgánicamente y resulta, en consecuencia, en que la fracción de amoníaco cons-

Tabla 10.1: Comparación de parámetros y propiedades que proporcionan valor de digestatos y fertilizantes agrícolas [10-2]

Parámetro	Unidad / nombre	Bosta cruda	Digestato			
		Principalmente bosta de ganado	Bosta de ganado y cultivos energéticos	Bosta de cerdo y cultivos energéticos	Cultivos energéticos	Residuos (y cultivos energéticos)
Materia seca	% de FM	9,1	7,3	5,6	7,0	6,1
Acidez	pH	7,3	8,3	8,3	8,3	8,3
Proporción de carbono a nitrógeno	C:N	10,8	6,8	5,1	6,4	5,2
Sustancias que actúan de manera alcalina	kg CaO / t de FM	2,9	-	-	3,7	3,5
kg / t FM						
Nitrógeno	N _{total}	4,1	4,6	4,6	4,7	4,8
Nitrato de amonio	NH ₄ -N	1,8	2,6	3,1	2,7	2,9
Fósforo	P ₂ O ₅	1,9	2,5	3,5	1,8	1,8
Potasio	K ₂ O	4,1	5,3	4,2	5,0	3,9
Magnesio	MgO	1,02	0,91	0,82	0,84	0,7
Calcio	CaO	2,3	2,2	1,6	2,1	2,1
Azufre	S	0,41	0,35	0,29	0,33	0,32
Materia orgánica	OM	74,3	53,3	41,4	51,0	42,0

FM: Masa fresca

- tituye una mayor proporción (aproximadamente 60% a 70%) del nitrógeno total en digestatos;
- los digestatos mezclados con digestato de bosta de cerdo y digestato de bio-residuos tienden a tener concentraciones más altas de fósforo y nitrógeno de amoníaco, pero menores concentraciones de materia seca y potasio así como menores concentraciones de materia orgánica que los digestatos de bosta de ganado o cultivos energéticos o de mezclas de los dos;
 - no se detecta diferencias significativas respecto del magnesio, calcio o azufre.

10.1.2 Contaminantes

Las concentraciones de contaminantes en los digestatos dependen esencialmente de los sustratos utilizados. La Tabla 10.2 muestra valores guía para concentraciones de metales pesados en digestatos en comparación con fertilizantes agrícolas. Las cantidades absolutas de metales pesados no cambian durante el proceso de biogás. Las concentraciones de metales pesados luego de la digestión se incrementan por referencia a la materia seca y a la degradación de materia orgánica. Los valores límite para los metales pesados estipulados en BioAbfV (Ordenanza sobre Bio-residuos) [10-23] se explota solamente a un máximo del

17% para plomo (Pb), cadmio (Cd), cromo (Cr), níquel (Ni) y mercurio (Hg), y al 70% y 80% para cobre (Cu) y zinc (Zn). En general, las concentraciones de metales pesados son similares a las de la bosta de ganado. La bosta de cerdo tiene concentraciones significativamente más altas de Pb, Cd, Cu y Zn. Aunque el Cu y Zn se clasifican como metales pesados, también son micro nutrientes esenciales para el ganado y los cultivos así como para los procesos micro-biológicos en una planta de biogás. Se añaden tanto a la alimentación animal como a las plantas de biogás de cultivos energéticos. Por lo tanto, no se estipuló valores límite para Cu y Zn en la Ordenanza sobre Fertilizantes (DüMV). A las concentraciones dadas, no se puede esperar que la utilización de digestato origine ninguna contaminación de los suelos o los cursos de agua.

10.1.3 Propiedades higiénicas

La bosta líquida y otros residuos orgánicos pueden contener una serie de patógenos capaces de causar infección tanto a humanos como animales (Tabla 10.3).

Las evaluaciones de masa continúan mostrando hallazgos positivos de salmonella (Tabla 10.4). Aunque el porcentaje de hallazgos positivos de salmonella está por debajo del 5%, también se afecta al ganado clínicamente saludable. Para romper el ciclo de infec-

Tabla 10.2: Comparación de concentraciones de metales pesados en digestatos y fertilizantes agrícolas

	Digestato	Explotación de valores de declaración de acuerdo con DüMV	Explotación de valores límite de acuerdo con DüMV	Explotación de valores límite de acuerdo con Bio-AbfV	Bosta de ganado	Bosta de cerdo
	mg / kg DM	%	%	%	mg / kg DM	mg / kg DM
Pb	2,9	2,9	1,9	< 5	3,2	4,8
Cd	0,26	26	17,3	17	0,3	0,5
Cr	9,0	3	- ^a	9	5,3	6,9
Ni	7,5	18,8	9,4	15	6,1	8,1
Cu	69	14 ^c (35)	- ^b	70	37	184
Zn	316	31 ^c (158)	- ^b	80	161	647
Hg	0,03	6	3,0	< 5	-	-
Fuente	[10-2]	[10-19]	[10-19]	[10-23]	[10-3]	[10-3]

a. Valor límite para Cr(VI) solamente
b. DüMV no especifica un valor límite
c. Valor de declaración para fertilizante agrícola
DM: Materia seca

Tabla 10.3: Patógenos en bosta líquida y residuos orgánicos [10-4]

Bacterias	Virus	Parásitos
Salmonella (CS, PS, PE)	Patógenos de la fiebre aftosa	Gusanos redondos
Escherichia coli (CS)	Fiebre porcina	Gusanos en empalizada
Bacterias del ántrax (CS)	Enfermedad vesicular porcina	Tremátodos
Brucelas (CS, PS)	Gripe porcina	Tremátodo hepático
Leptospiras (CS, PS)	Gastroenteritis transmisible (TGE)	Gusanos pulmonares
Micobacterias (CS, PS, PE)	Infecciones por rotavirus	Gusanos gastro-intestinales
Bacterias de la erisipela (PS)	Enfermedad de Teschen	
Clostridios (PE)	Enfermedad de Aujeszky	
Estreptococos	Gripe aviar atípica	
Enterobacter	Enfermedad catarral bovina	
	Retro-, parvo-, echo-, enterovirus	

CS: lodo líquido de ganado; PS: lodo líquido de cerdo; PE: excremento de aves

Tabla 10.4: Incidencia de salmonella en sustratos y digestatos de plantas de biogás

	Bosta cruda			Digestato	
	Bosta de ganado, bosta de cerdo, clínicamente saludables	Principalmente bosta de ganado		Bostas y cultivos energéticos	Bio-residuos y cultivos energéticos
Número de muestras	280	132	51	190	18
de los cuales da positivo salmonella	7	5	0	6	2
en %	2,5	3,8	0	3,2	11,1
Año del muestreo	1989	1990		2005 a 2008	
Fuente	[10-5]	[10-5]	[10-2]	[10-2]	[10-2]

ción, por lo tanto, también es buena idea higienizar los digestatos que se han producido exclusivamente a partir de fertilizantes agrícolas de origen animal, particularmente si se traen al mercado. Sin embargo, en muchos casos, es legalmente permisible no higienizar la parte de los fertilizantes agrícolas de una planta de biogás. Aunque otros co-sustratos de origen animal, así como residuos provenientes de recipientes de bio-residuos están sujetos a reglas estrictas sobre higienización, estas reglas no siempre se cumplen, tal como lo demuestra el hallazgo de la planta de biogás que utiliza bio-residuo como sustrato.

Con respecto a la fito-higiene, se debe aplicar medidas de higienización en particular para evitar la expansión de plagas en cuarentena. En este sentido, las enfermedades de la papa y de la remolacha (*Clavibacter michiganensis*, *Synchytrium endobioticum*, *Rhizoctonia solani*, *Polymyxa betae* y *Plasmodiophora brassicae*) son de particular importancia. Por esta razón, los residuos y el agua residual proveniente de la industria alimentaria debe siempre higienizarse antes de utilizarse en una planta de biogás [10-6].

El estudio de evaluación de LTZ examinó casi 200 bostas y digestatos respecto de los siguientes fitopatógenos fúngicos que son característicos del maíz y los cereales: *Helminthosporium*, *Sclerotinia sclerotiorum*, *Phytophthora intermedium* y *Fusarium oxysporum*. Sin embargo, se detectó un patógeno en un solo caso [10-2].

10.2 Almacenamiento del digestato

El almacenamiento en un tanque conveniente es un pre-requisito para la utilización de los nutrientes y de las sustancias que proporcionan valor contenidas en el digestato. De igual manera que con el fertilizante agrícola no tratado, durante el almacenamiento del digestato existen emisiones de gases relevantes al clima como el metano (CH_4) y el óxido nitroso (N_2O) así como emisiones de amoníaco (NH_3) y sustancias olorosas.

10.2.1 Emisiones de amoníaco

La concentración de amoníaco, que se incrementa debido al proceso de digestión, y los altos valores de pH (confrontar Tabla 10.1) fomentan la emisión de amoníaco durante el almacenamiento. A menudo, es posible la formación de una capa flotante de manera limitada. Para evitar pérdidas y malos olores asociados al amoníaco provenientes de los tanques abiertos de al-

macenamiento de digestatos, se recomienda cubrir el digestato. Por ejemplo, con paja cortada (Tabla 10.5).

10.2.2 Emisiones dañinas para el medio ambiente

En comparación con la bosta no tratada, la formación de metano proveniente de la bosta digerida se reduce considerablemente durante el proceso anaeróbico, ya que parte de la materia orgánica contenido en el sustrato ya ha sido metabolizada en el digestor. En otras palabras, existe significativamente menos carbono de fácil degradación el tanque de almacenamiento. Por lo tanto, la medida en la que se reduzca las emisiones de metano dependerá decisivamente del grado en el que se ha degradado la materia orgánica y en consecuencia del tiempo de retención del sustrato en el digestor. Por ejemplo, se ha demostrado en varios estudios que digestatos con una fase de digestión corta, es decir con un tiempo de retención corto en el digestor, emitirán más CH_4 que los digestatos con un tiempo de retención más largo en el digestor (Figura 10.1).

Si el tiempo de retención es muy corto, puede haber mayores emisiones de metano en comparación con bosta no tratada si el sustrato que se acaba de inocular con bacterias que forman metano se elimina del digestor luego de un tiempo corto y se transfiere al almacenamiento de digestato [10-9]. Por lo tanto, se debe evitar corrientes de circuito corto.

Para estimar las emisiones de metano del digestato, es posible utilizar los resultados de los experimentos de digestión de lotes con digestatos a 20 - 22 °C [10-8], ya que esto corresponde más o menos a la temperatura en un tanque de almacenamiento de digestato en condiciones del mundo real. Por otro lado, los valores del potencial de gas residual obtenidos en condiciones mesofílicas (37 °C) no son confiables respecto de las emisiones reales. No obstante, todavía pueden dar una indicación de la eficiencia del proceso de digestión porque reflejan el potencial de biomasa a un presente en el digestato, es decir el potencial de biomasa que no se convirtió en el digestor. Sin embargo, ambos parámetros dependen del control del proceso y también del sustrato utilizado en la planta particular. En consecuencia, los valores proporcionados en la Tabla 10.6 deben verse meramente como una guía.

Las plantas de etapas múltiples tienden a exhibir un potencial de gas residual más bajo a 20 - 22 °C y a 37 °C (Tabla 10.6). Esto se debe sobre todo al hecho de que una planta de etapas múltiples tiene un tiempo de retención más alto que tiene el efecto de reducir el potencial de gas residual (Figura 10.1).

Tabla 10.5: Coberturas para tanques de almacenamiento de digestato para reducir emisiones de amoníaco^a [10-7]

Material de cobertura	Inversión (Ø 15 m) €/m ²	Vida útil Años	Costos anuales €/m ²	Reducción de emisiones en comparación con tanques no cubiertos %	Comentarios
Capa flotante natural	-	-	-	20 - 70 ^b	Baja efectividad si se distribuye frecuentemente el digestato en los campos
Paja cortada	-	0,5	< 1	70 - 90	Baja efectividad si se distribuye frecuentemente el digestato en los campos
Pellets	11	10	2,5	80 - 90	Se debe balancear las pérdidas de material
Flotante	35	20	3,2	90 - 98 ^c	Larga vida útil, nuevo poca experiencia
Lámina plástica flotante	38	10	5,3	80 - 90	Bajo mantenimiento, no es conveniente para tanques muy grandes debido a los altos costos
Lona de carpa	50	15	5,3	85 - 95	Bajo mantenimiento, no ingresa el agua de lluvia
Losa de concreto traficable	85	30	6,2	85 - 95	Bajo mantenimiento, no ingresa el agua de lluvia, hasta aproximadamente 12 m de diámetro

- a. Hasta la fecha se ha conducido pocos estudios para reducir las emisiones de plantas realmente existentes. La información proporcionada aquí se basa en experiencia e investigaciones con bosta de cerdo.
 b. Dependiendo de las características de la capa flotante
 c. No es conveniente para digestatos viscosos
 Supuestos: Tasa de interés: 6%; reparaciones: 1% (sólo para la lámina de plástico flotante, lona de carpa y losa de concreto); pellets: 10% de pérdidas anuales en caso de pellets; costo de la paja: €/dt de paja (empacado, carga, transporte, corte, aplicación), cantidad requerida: 6 kg/m²

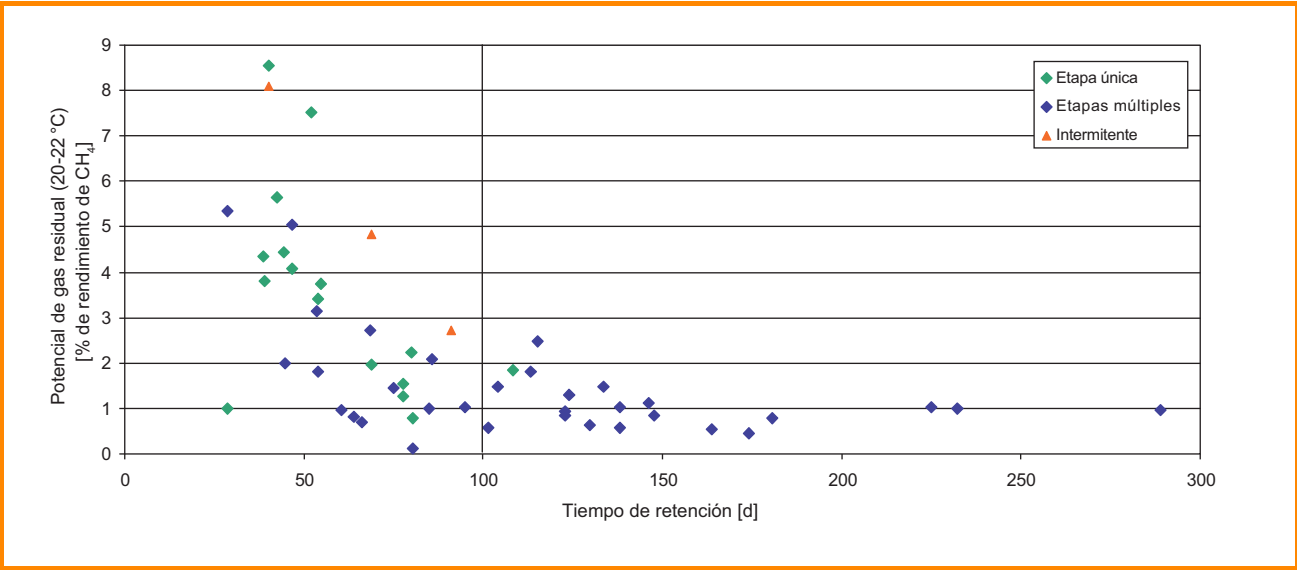


Figura 10.1: Correlación entre el potencial relativo de gas residual a 20 - 22 °C y el tiempo de retención hidráulica [10-8]

Debido al alto potencial de invernadero de CH_4 (1 g CH_4 es equivalente a 23 g CO_2), es deseable reducir o evitar las emisiones de CH_4 de los tanques de almacenamiento de digestato. Las plantas sin almacenamiento final a prueba de fugas de gas, además de la operación en etapas múltiples (cascada de digestores), satisfacen al menos uno de los siguientes requisitos:

- tiempo promedio de retención hidráulica del volumen del sustrato total de al menos **100 días** a una temperatura continua a lo largo del año al menos de **30 °C**

tasa de carga orgánica del digestor $< 2.5 \text{ kg VS/m}_3 \cdot \text{d}^1$

Tabla 10.6: Potencial de gas residual de digestatos provenientes de plantas de biogás agrícola, basado en rendimiento de metano por tonelada de insumo de sustrato; valores promedio así como valores mínimos o máximos de 64 plantas operativas muestreadas como parte del programa II de medición de biogás [10-8]

Temperatura del proceso		Potencial de gas residual [% de rendimiento de CH_4]	
		Etapas únicas	Etapas múltiples
20 – 22 °C	Promedio	3,7	1,4
	Mínimo - Máximo	0,8 - 9,2	0,1 - 5,4
37 °C	Promedio	10,1	5,0
	Mínimo - Máximo	2,9 - 22,6	1,1 - 15,0

El cálculo del volumen del sustrato debe tomar en cuenta todos los insumos en el (los) tanque (s) de digestión (incluyendo, por ejemplo, agua y / o recirculato). Si no se cumple con los requisitos mencionados anteriormente, se debe esperar que las emisiones de metano excedan los valores promedio proporcionados en la Tabla 10.6. En dichos casos, es aconsejable re-acondicionar el (los) tanque (s) de almacenamiento de digestato con un sello a prueba de fugas de gas² por al menos los primeros 60 días de almacenamiento de digestato.

De acuerdo con la Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG) de 2009, la cobertura de tanques de almacenamiento de digestato es un pre-requisito para

recibir el bono NawaRo (cultivos energéticos) en los casos en los que se puede autorizar la planta de acuerdo con la Ley de Control de la Contaminación de Alemania. Esto incluye a todas las plantas cuya capacidad de combustión total excede 1 MW (equivalente a aproximadamente 380 kW_{el}) o cuya capacidad de almacenamiento de bosta excede 2.500 m^3 . Aunque esto se aplica a todas las nuevas plantas, la interpretación de la Ley sigue estando en discusión respecto de las plantas existentes ya que, en muchos casos, el re-acondicionamiento de tanque de almacenamiento de digestato no es posible o bien es posible solamente hasta cierto punto (ver más arriba).

Además, en el caso de plantas nuevas que son autorizables de acuerdo con la ley de construcciones vale la pena considerar la relación de cubierta a prueba de fugas de gas no solamente desde el punto de vista ambiental, sino también por razones económicas. Finalmente, el potencial de biomasa no explotado significa ingresos perdidos, especialmente en los casos en los que el potencial de gas residual es alto. El gas residual obtenido adicionalmente puede ser:

- convertido en energía eléctrica adicional (mayor trabajo eléctrico), lo que proveería ingreso adicional por la generación de energía;
- utilizado mientras que se mantiene la carga de energía sin cambiar - el ahorro de sustrato crudo por el lado del insumo será equivalente al gas adicional (opción de corto plazo donde la unidad de CHP ya está trabajando a plena capacidad; posibilidad de un mayor ingreso proveniente de una alimentación adicional de energía eléctrica).

Especialmente para plantas que funcionan sobre una alta proporción de cultivos energéticos (por ejemplo > 50% de insumo de masa fresca) puede valer la pena re-acondicionar una cubierta a prueba de fuga de gas en el tanque almacenamiento del digestato, en cuyo caso, debido al menor volumen de digestato a cubrirse - y consecuentemente a las menores inversiones - existe la expectativa de beneficios económicos correspondientes para rendimientos de gas residual incluso bajos (Tabla 10.7). En el caso de plantas que funcionen exclusivamente o predominantemente en base a fertilizante agrícola, el volumen del digestato a cubrirse se eleva en línea con el tamaño de la planta, con la consecuencia de que los ingresos adicionales provenientes de la alimentación de energía pueden no ser suficientes para compensar los costos de una cubierta a prueba de fugas de gas. La reforma de 2009 de la EEG introdujo un bono de bosta para plantas en las que la bosta constituye más del 30% del insumo de masa fresca. Eso resulta en ingresos adicionales incre-

1. m_3 : Volumen total de digestión utilizable.

2. El (los) tanque (s) de almacenamiento de digestato deben cumplir con los siguientes requisitos: a) no debe haber control activo de la temperatura y b) el tanque debe estar conectado al sistema de transporte de gas. Se logra una prevención efectiva de emisiones de CH_4 del digestato cubriendo por los primeros 60 días de almacenamiento de digestato requerido porque, como se sabe por experiencia, la formación de metano en las condiciones prevalecientes en una planta del mundo real habrá culminado dentro de ese periodo.

Tabla 10.7: Puntos de equilibrio^a para re-acondicionar cubiertas a prueba de fugas de gas en tanques cilíndricos de almacenamiento de digestato: capacidad eléctrica instalada mínima requerida para el punto de equilibrio en la inversión de varios re-acondicionamientos [10 - 10; modificado].^b

Bosta como % del insumo de sustratos	< 30% (= remuneración sin bono de bosta)		> 30% (= remuneración con bono de bosta)	
	3%	5%	3%	5%
Gas residual utilizable	Capacidad eléctrica mínima ^b [kW]			
Inversión (número / diámetro de tanques)				
€33.000 (por ejemplo 1/ < 25 m)	138	83	109	66
€53.000 (por ejemplo 1/ > 25 m)	234	133	181	105
€66.000 (por ejemplo 2/ < 25 m)	298	167	241	131
€106.000 (por ejemplo 2/ > 25 m)	497	287	426	231
€159.000 (por ejemplo 3/ > 25 m)	869	446	751	378

a. Determinación de punto de equilibrio basado en comparación de costos unitarios (costos anuales por kilowatt - hora adicional) y tarifa real por kilowatt - hora alimentada.

b. Base del cálculo: Unidad de CHP 8.000 horas de carga completa, mejora de costos pro-rateo de la unidad de CHP de acuerdo con la capacidad adicional de utilización de gas residual, eficiencia de acuerdo con ASUE (2005) [10-13], remuneración de acuerdo con el calculador de remuneración de acuerdo con KTBL (2009). La inversión y los costos anuales de la cobertura por un cálculo basado en una vida útil de 10 años, cobertura a prueba de fugas de gas para los primeros 60 días de almacenamiento del digestato (periodo dentro del cual la formación de metano del digestato habrá normalmente culminado en condiciones del mundo real).

mentados de manera correspondiente y la consecuencia es que el punto de equilibrio se alcanza a una capacidad instalada significativamente menor que en el caso de plantas que funcionan con una baja proporción de bosta. Sin embargo, se puede esperar un potencial de gas residual mucho menor en comparación con plantas que funcionan en base a cultivos energéticos.

Un estudio en toda Alemania que la KTBL (Asociación para Tecnología y Estructuras en Agricultura) llevó a cabo en 2006 reveló que solamente alrededor de un cuarto de los tanques cilíndricos existentes (95% de los tanques de almacenamiento de digestato incluidos en el estudio) tenían una cubierta a prueba de fugas de gas [10-11]. Esto es consistente con resultados del programa II de medición de biogás (FNR 2009). Sin embargo, no todos los tanques de almacenamiento de digestato son técnicamente convenientes para el re-acondicionamiento para una cubierta a prueba de fugas de gas. El equipo de expertos que acompaña el estudio llegó a la conclusión de que dicho re-acondicionamiento es posible sin problemas sólo para una cuarta parte de los tanques cilíndricos abiertos existentes. Se evaluó qué otra cuarta parte de los tanques era re-acondicionable con dificultad debido a problemas estructurales / de diseño. Se consideró que la mitad de los tanques cilíndricos eran inconvenientes para el re-acondicionamiento así como lo eran del mismo modo los contenedores subterráneos (aproximadamente el 5% de los tanques de almacenamiento de digestato incluidos en el estudio) [10-11].

En los casos donde un tanque es poco apropiado para la retroalimentación se debe esperar que los costos sean significativamente más altos que los presentados anteriormente. Para las plantas de etapa única, una opción alternativa es colocar un digestor adicional, ya que aquí existe la expectativa de un mayor potencial de metano residual y en consecuencia de ingresos adicionales, particularmente en el caso de los tiempos de retención cortos.

El óxido nitroso se produce durante la nitrificación a partir del amonio o de-nitrificación del nitrato. Como la bosta o digestato almacenados anaeróbicamente de manera rigurosa contienen sólo amonio y no puede ocurrir nitrificación, la formación potencial de óxido nitroso se restringe a la capa flotante y dependerá de su tipo y aireación. Esto está demostrado también en estudios de emisiones de óxido nitroso provenientes de bosta y digestato, parte de los cuales han llevado a resultados muy diferentes respecto de la influencia de la digestión sobre las emisiones de óxido nitroso. Usualmente, las emisiones de N_2O provenientes de los tanques de almacenamiento de bosta son muy pequeñas en comparación con las emisiones de CH_4 y NH_3 y son insignificantes para la evaluación de las emisiones de gas de efecto invernadero [10-11]. Sin embargo, una cubierta a prueba de fugas de gas evitará incluso esas emisiones por completo.

10.3 Utilización del digestato en la tierra agrícola

Una entrega suficiente de materia orgánica a la fauna del suelo, así como un suministro de nutrientes ligados a las necesidades de los cultivos y al tipo de suelo, son pre-requisitos fundamentales para la utilización sostenible de la tierra agrícola.

El alza del precio de los fertilizantes minerales en los años recientes ha hecho que el transporte y la aplicación en los campos de los digestatos y fertilizantes provenientes de los fundos agrícolas se hagan económicamente interesantes. La consecuencia es que vale la pena afrontar el costo de transporte de los digestatos, debido a su valor en nutrientes. Además, las estrategias de fertilización basadas en digestatos y en fertilizantes provenientes de fundos agrícolas son más beneficiosas en términos de su equilibrio de energía que las estrategias que se basan exclusivamente en fertilizantes minerales [10-12].

Tabla 10.8: Pérdidas acumulativas de amoníaco luego de la aplicación en el campo de fertilizantes de fundos agrícolas sin trabajarlos con la tierra a diferentes temperaturas dentro de 48 horas [10-7, modificado]

Fertilizante proveniente del fundo agrícola	Pérdidas de amoníaco en % de nitrato de amonio aplicado ^a			
	5 °C	10 °C	15 °C	25 °C sobre paja
Bosta de ganado, digestato viscoso ^b	30	40	50	90
Bosta de cerdo, digestato delgado ^b	10	20	25	70
Bosta líquida			20	
Bosta proveniente de las camas de establo y bosta sólida			90	
Excremento seco de aves			90	

a. Emisión de $\text{NH}_4\text{-N}$ residual luego del almacenamiento.

b. Digestato evaluado como bosta de ganado / cerdo ya que no había estudios de campo disponibles.

10.3.1 Disponibilidad y efecto nutriente del nitrógeno

Tal como los valores del análisis lo confirman (confrontar Tabla 10.1), la digestión normalmente reduce el contenido de materia seca de los sustratos. Además,

la proporción C:N en el digestato se estrecha como resultado de la digestión del metano de acuerdo con el grado de la digestión. Esto tiene un efecto favorable en relación con la fertilización porque hay un incremento en la cantidad de amonio disponible para los cultivos. La proporción de C:N se estrecha de alrededor de 10:1 a aproximadamente de 5 a 6:1 para bosta líquida y de 15:1 a 7:1 para bosta sólida. Sin embargo, en consecuencia, parte de la materia orgánica mineralizable ya ha sido degradada. Esto significa que del nitrógeno enlazado orgánicamente, sólo el 5% está disponible para los cultivos en el año de aplicación (3% en los años siguientes) [10-12].

El nitrógeno disponible del digestato aplicado en el año de aplicación puede calcularse utilizando equivalentes de fertilizantes minerales (MFE). En el año de aplicación, el MFE se determina principalmente por la disponibilidad del nitrógeno de amonio. En los años siguientes, sólo cantidades adicionales pequeñas de nitrógeno se suministran a partir del digestato. Si las pérdidas de amoníaco se evitan en gran medida, el 'MFE de corto plazo' es de 40 a 60%. Esto se puede deducir de la necesidad de fertilizante mineral. En el caso de aplicaciones de digestato de más largo plazo (de 10 a 15 años), se puede asumir un MFE de 60 a 70% [10-12], [10-7].

Sin embargo, generalmente, puede esperarse que la eficacia del nitrógeno del digestato dependerá decisivamente del método y oportunidad de aplicación en el campo, del clima, del tipo de suelo y del tipo de cultivo.

El valor más alto de pH del digestato en comparación con la bosta cruda sólo tiene un efecto insignificante en las pérdidas de amonio, porque asimismo el pH alcanza un valor de 8 a 8,5 poco después que se ha esparcido la bosta. Por lo tanto, no hay diferencia significativa en términos de emisiones de amoníaco [10-15].

10.3.2 Medidas para reducir las pérdidas de amoníaco luego de la aplicación de digestatos en el campo

10.3.2.1 Emisiones de amoníaco

La Tabla 10.8 presenta las pérdidas de amoníaco luego de la aplicación de los fertilizantes agrícolas en diferentes temperaturas. Parece ser que las pérdidas de amoníaco se incrementan con las mayores temperaturas. Se puede esperar pérdidas particularmente altas cuando se aplica digestatos a cultivos o a residuos de cultivos a altas temperaturas. Se puede esperar pérdi-

das más bajas cuando el digestato delgado, que puede centrarse rápidamente en el suelo, se aplica en bajas temperaturas. Por lo tanto, al simplemente escoger el mejor momento para esparcir, se puede contribuir significativamente a reducir las pérdidas de amoníaco.

10.3.2.2 Técnica de aplicación en los campos

La aplicación de digestato en tierra agrícola como fertilizante se realiza utilizando las mismas técnicas que las aplicadas en la utilización de fertilizantes agrícolas líquidos. La aplicación en los campos se lleva a cabo con un vehículo tanque bosta líquida, usualmente con equipo de aplicación que reduce emisiones (por ejemplo, aplicador de manguera remolcada) lo que permite que los cultivos que están creciendo se fertilicen en los momentos de máxima demanda de nutrientes.

El propósito de la aplicación de digestato en tierra agrícola debe ser aplicar los nutrientes contenidos en el digestato para la fertilización selectiva con exactitud similar a la fertilización con fertilizantes minerales, con el fin de maximizar el suministro de nutrientes a las raíces del cultivo y para minimizar las pérdidas de nutrientes.

Se utiliza las siguientes técnicas para la aplicación del digestato en el campo.

Vehículo con tanque

Se hace una distinción entre dos tipos comunes:

- tanque con compresora
- tanque con bomba

Las técnicas utilizadas para una aplicación precisa y con bajas pérdidas del digestato se explican a continuación.

Aplicador de manguera remolcada

Los aplicadores de manguera remolcada tienen una anchura de trabajo de entre 6 y 24 m. Recientemente, han salido al mercado aplicadores con una anchura de trabajo de 36 m. Las mangueras de descarga individuales están espaciadas normalmente a intervalos de 20 a 40 cm. El digestato se aplica a la superficie del suelo en aproximadamente bandas de 5 a 10 cm de ancho.

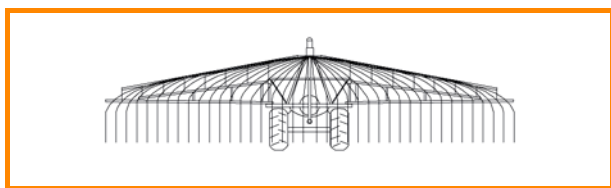


Figura 10.2: Aplicador de manguera remolcada

Aplicador de zapata remolcada

Los aplicadores con zapata remolcada tienen una anchura de trabajo de entre 3 y 12 y a veces de 18 m. Las mangueras de descarga individuales tienen un espacio de normalmente a intervalos de 20 a 30 cm. Los extremos de las mangueras de descarga tienen dispositivos especiales de aplicación usualmente de forma de refuerzos parecidos a zapatas o patines, y el digestato se aplica al extremo de estos.

Durante la aplicación en el campo, se arrastra el aplicador por los cultivos (si los hubiera). Es inherente al diseño del aplicador que los cultivos serán ligeramente empujados de lado durante la aplicación. El digestato se aplica a la región más alta del suelo (de 0 a 3 cm), y el resultado es que se evita en gran medida la contaminación de los cultivos.



Figura 10.3: Aplicador de zapata remolcada

Aplicado cortador

Un aplicador de disco típico tiene una anchura de trabajo de entre 3 y 9 m. Las mangueras de descarga individuales tienen un espacio de normalmente a intervalos de 20 a 30 cm. Se aplica la bosta por medio de un refuerzo parecido a una zapata con un disco cortador (o cuchilla de acero) que corta la tierra abriéndola y luego se aplica el digestato al extremo de la manguera en el suelo que ha sido expuesto de esta manera.



Figura 10.4: Aplicado cortador

Aplicación directa por inyector de bosta

Un inyector de bosta tiene una anchura de trabajo de entre 3 y 6 m. Las mangueras de descarga individuales tienen un espacio de normalmente a intervalos de 20 a 40 cm. Se trabaja el suelo con una púa, al final de la cual se inyecta el digestato en la corriente de tierra a

Tabla 10.9: Reducción de pérdidas de amoníaco luego de la aplicación en el campo de digestatos líquidos^a [10-7, modificado]

Técnicas / medidas de reducción	Áreas de uso	Reducción de emisiones [%] Digestato		Limitaciones
		Viscoso	Delgado	
Técnica de manguera remolcada	Tierra cultivable:			Terreno no muy empinado, tamaño y forma de la tierra, digestato viscoso, intervalo entre líneas, altura del cultivo
	Sin cultivos	8	30	
	Altura de cultivos > 30 cm	30	50	
	Pastizales:			
	Altura de cultivos hasta 10 cm	10	30	
	Altura de cultivos hasta > 30 cm	30	50	
Técnica de la zapata remolcada	Tierra cultivable	30	60	Como el anterior, no en tierras muy pedregosas
	Pastizales	40	60	
Técnica del cortado	Pastizales	60	80	Como el anterior, no en suelos pedregosos, muy secos o compactados, se requiere gran poder de tracción
Técnica del inyector de bosta	Tierra cultivable	> 80	> 80	Como se mencionó anteriormente, en tierras sumamente pedregosas, no se requiere una potencia de tracción muy alta, utilidad limitada en tierra cultivable con cultivo (limitada a cultivos en filas)
Aplicación directa (en una hora)	Tierra cultivable	90	90	Con implemento ligero (grada) luego del arado primario, con inyector / arado luego de la cosecha

a. Hasta la fecha se ha realizado pocos estudios sobre la reducción de las emisiones provenientes de los digestatos. La información que se proporciona aquí deriva de estudios de bosta de ganado y de cerdo.

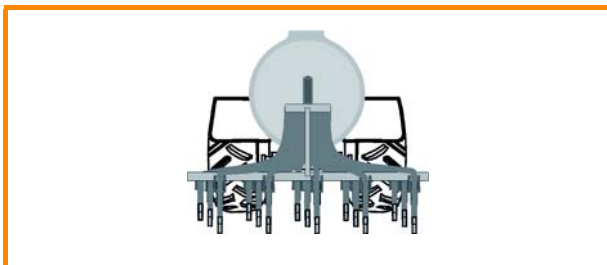


Figura 10.5: Inyector de bosta

medida que se está trabajando el suelo. También existen gradas de discos, que trabajan la tierra con discos cóncavos y el fertilizante se inyecta de manera similar en la corriente de tierra.

La Tabla 10.9 lista las técnicas disponibles para la aplicación de fertilizantes y digestatos líquidos provenientes de fondos agrícolas. Se puede utilizar una amplia gama de diferentes técnicas para la aplicación en el campo, dependiendo del tipo de cultivo, etapa de desarrollo y condiciones locales. Las limitaciones técnicas y locales en relación a la aplicación en el campo significan que parte del amonio escapará siempre a la atmósfera en forma de amoníaco.

10.4 Tratamiento de digestatos

El número y el tamaño de las plantas de biogás en Alemania están elevándose de manera abrupta. También hay una intensificación de las explotaciones pecuarias incluyendo regiones que ya tienen una alta densidad de ganado. El resultado es una producción regionalmente alta de fertilizantes provenientes de los fundos con la consecuencia de que frecuentemente no tiene sentido utilizar los digestatos como fertilizantes. Estos fertilizantes no solamente tienen potencial alto en nutrientes, sino que también pueden sobrecargar los ciclos metabólicos naturales salvo que se usen correctamente. Para explotar eficazmente este potencial de nutrientes, puede ser necesario y útil incrementar la concentración de nutrientes para obtener un fertilizante que valga la pena transportar y que se puede utilizar en regiones que no tienen un superávit de nutrientes.

A continuación se describe la condición actual de las tecnologías y procesos para la separación de los nutrientes de los digestatos. Se describe el grado de concentración posible de nutrientes así como el costo y la funcionalidad de los procesos y de los procesos evaluados. Una comparación de los procesos con los

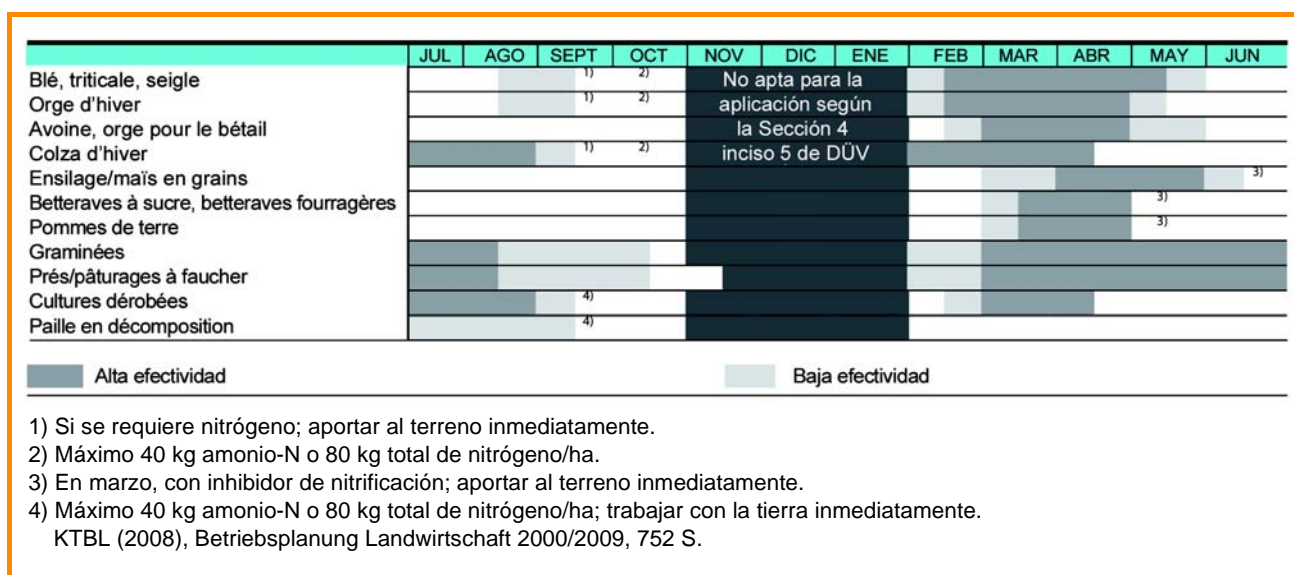


Figura 10.6: Periodos de aplicación de digestatos en el campo

costos actuales de utilización del digestato sirven para evaluar la utilidad de los procesos en el mundo real.

10.4.1 Técnicas de tratamiento

La manera más simple de utilizar el digestato es aplicándolo como fertilizante en tierra agrícola sin tratamiento previo. Cada vez más en más regiones, esta forma de uso cercano no es posible o bien es posible sólo hasta cierto punto. Los altos alquileres por tierras apropiadas o las largas distancias de transporte y los altos costos de transporte que se les asocian pueden hacer que sea difícil utilizar los digestatos de manera económica. Se utiliza varios procesos (o se los está desarrollando) para hacer que los digestatos sean más económicos de transportar. Estos procesos pueden ser de naturaleza física, química o biológica (Figura 10.7).

A continuación se muestra los procesos físicos.

10.4.1.1 Utilización del digestato sin tratamiento (almacenamiento de digestato no tratado y aplicación en el campo)

En el interés del reciclaje de nutrientes, es deseable que los digestatos se apliquen sobre la misma tierra que se utilizó para cultivar los cultivos energéticos utilizados para la digestión. Como esa tierra estará normalmente en la vecindad inmediata de la planta de biogás, las distancias requeridas de transporte son cortas y se puede llevar a cabo tanto el transporte como la aplicación en el campo a un costo bajo utilizando el mismo vehículo sin la necesidad de transbordar (fase única). Para distancias de transporte de

aproximadamente 5 km o más, se realiza el transporte y la aplicación en el campo por medio de vehículos separados. Generalmente, sucede que como se incrementa la distancia del transporte, los costos de ambos procesos se elevan significativamente debido a que el contenido de nutrientes del digestato con referencia a su masa de transporte es relativamente bajo. Por lo tanto, la finalidad del tratamiento del digestato es reducir el contenido de agua inerte e incrementar selectivamente la concentración de fracciones de nutrientes.

10.4.1.2 Separación de sólidos

La separación de sólidos es fundamental para el tratamiento de digestato. Tiene la ventaja de reducir el volumen de almacenamiento de los digestatos líquidos así como de aminorar la incidencia de las capas flotantes y de las capas que se hunden durante el almacenamiento. Sin embargo, sobre todo, se fracciona los nutrientes porque, aunque soluble, el nitrógeno mineral se queda principalmente en la fase líquida, y la mayoría del nitrógeno y fósforo enlazados orgánicamente se separan con la fase sólida. La fase líquida baja en materia en materia seca y separada se puede esparcir en campos o se puede tratar aún más, mientras que los sólidos separados se pueden compostar o secar. Dependiendo del grado requerido de separación, se usa sobre todo separadores de prensa de tornillo, prensas con tambor clivador, prensas con faja clivadora y decantadores.

El desempeño de la separación de todos los procesos depende mucho de las propiedades del digestato

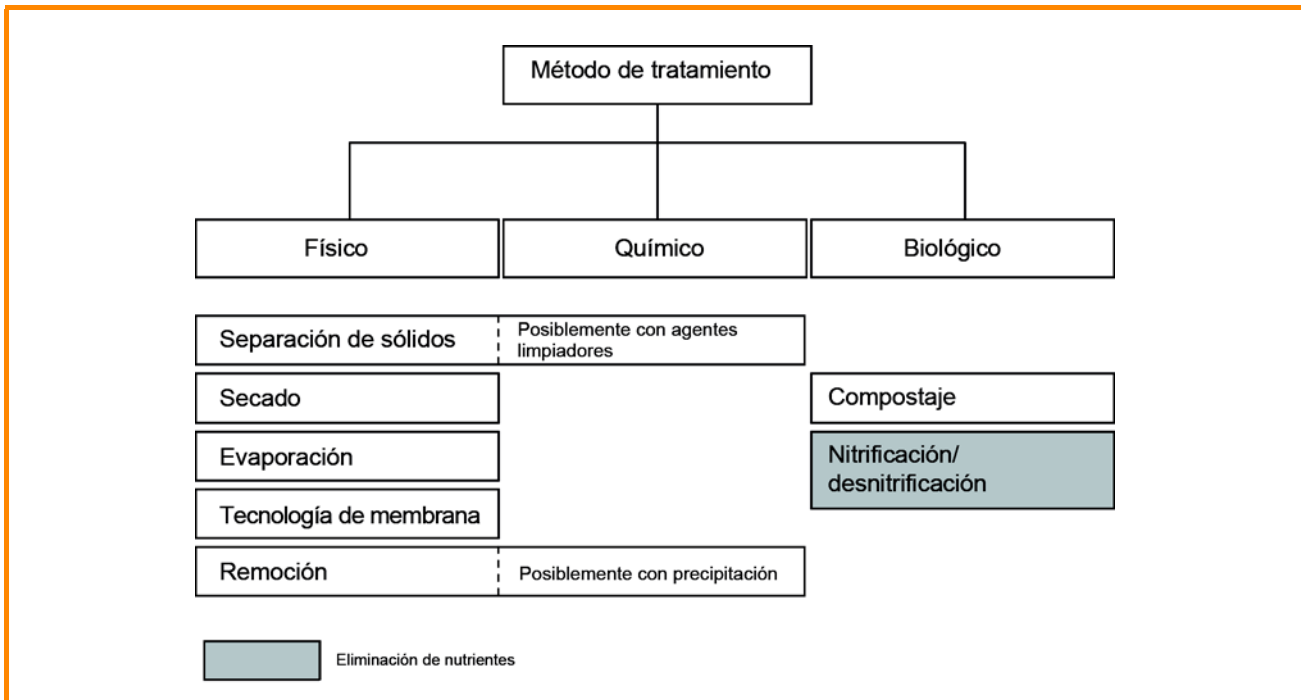


Figura 10.7: Clasificación de los procesos de tratamiento por tipo

y del ajuste del separador. Cuanto más alto sea el contenido de DM del digestato, mayor será la reducción de volumen y la separación de fósforo y nitrógeno orgánico con la fase sólida que se puede lograr. Los separadores de prensa de tornillo pueden lograr concentraciones de materia seca del 30% de la fase sólida. Aunque esto no es posible normalmente con un decantador, ésta es la única técnica para lograr concentraciones de materia seca por debajo de 3% en la fase líquida, lo cual es un pre-requisito para algunos procesos posteriores de tratamiento de la fase líquida. Sin embargo, los decantadores requieren que la composición del material de insumo sea constante. Además, en comparación con los separadores, están sujetos a un mayor desgaste y consumo de energía.

A veces se usa floculantes para mejorar el desempeño de la separación que es necesario tener en cuenta los temas conectados con la legislación alemana sobre fertilizantes en relación con ellos.

10.4.1.3 Tratamiento posterior de la fase sólida

Es posible la aplicación directa en el campo de la fase sólida separada. Sin embargo, como esto puede llevar a una inmovilización del nitrógeno, al desarrollo de olores o a la dispersión de semillas de malas hierbas, normalmente se somete a los sólidos separados a un tratamiento adicional.

Compostaje

El compostaje es una forma de tratamiento aeróbico de los residuos orgánicos y sus objetivos son estabilizar sus componentes orgánicos, matar los gérmenes patógenos y las semillas de malas hierbas y eliminar los compuestos que desprenden muchos olores. Se debe suministrar oxígeno en cantidad suficiente al digestato que se está composteando. Como el digestato carece más bien de estructura como material, el compostaje exitoso exige la adición de material estructural (como mantillo de corteza) o el re-apilado frecuente del material.

Debido a la degradación anaeróbica del carbono en la planta de biogás, hay un calentamiento espontáneo reducido durante el compostaje en comparación con el material orgánico no tratado. Las temperaturas alcanzadas durante el compostaje llegan solamente hasta 55 °C y no hasta los 75 °C que se requerirían para una higienización exitosa.

De manera similar al compost convencional, el compost resultante puede utilizarse directamente como acondicionador de suelos [10-25].

Secado

Se puede utilizar para este propósito algunos procesos de secado ya establecidos en algunas áreas. Estos incluyen secadores de tambor, secadores de faja y secadores de alimentación y giro. En la mayoría de sistemas de secadores se transmite el calor por aire ca-

liente que fluye por encima y a través del material a ser secado. En una planta de biogás, se puede utilizar el calor residual para este propósito a menos que existan otros usos para el mismo.

Durante el secado, la mayoría de amonio obtenido en la fase sólida se pasa al aire residual del secador en la forma de amoníaco. Por esta razón, se puede requerir tratamiento del aire residual para evitar emisiones de amoníaco. De manera similar, puede haber emisiones de elementos olorosos, los que si fuera posible, deberían eliminarse de la corriente aire residual en un proceso de limpieza del aire residual.

Por medio del secado se puede lograr concentraciones de materia seca de al menos 80% en la fase sólida. Esto hace que el digestato sea conveniente para el almacenamiento y transporte.

10.4.1.4 Tratamiento posterior de la fase líquida

Las concentraciones más bajas de DM en la fase líquida separada permiten un almacenamiento y una aplicación en el campo más fáciles en comparación con el digestato no tratado. Sin embargo, frecuentemente, son deseables la reducción adicional del volumen y / o el enriquecimiento de nutrientes en la fase líquida. Esto se puede lograr gracias a los siguientes procesos.

Tecnología de membrana

El tratamiento de membrana muy contaminada orgánicamente utilizando técnicas de membranas ya se ha generalizado en el área de tratamiento de aguas servidas. En consecuencia, ha sido posible para esta tecnología de tratamiento completo adaptarse relativamente bien para los digestatos y para su utilización en algunas plantas de biogás. A diferencia de la mayoría de otros procesos de tratamiento de digestato, este proceso no requiere calor. Esto hace que la tecnología de membrana sea conveniente también para plantas que están conectadas a un sistema de micro redes de gas o de procesamiento de gas y, por lo tanto, no tienen calor sobrante.

La tecnología de membrana consiste de una combinación de procesos de filtración con un tamaño de poros decrecientes, seguido por una etapa de ósmosis inversa, lo cual resulta en un permeado descargable y en un concentrado muy enriquecido en nutrientes. El concentrado es rico en amonio y potasio, mientras que el fósforo queda atrapado sobre todo en la etapa de ultra filtración y está presente en la sustancia retenida. El permeado de la ósmosis inversa en general carece de nutrientes y su calidad permite una descarga di-

recta a los cursos de agua. Los cálculos asumen que las dos fases líquidas ricas en nutrientes se mezclarán para su aplicación en los campos.

Para evitar un taponamiento prematuro de las membranas, la concentración de DM en la fase líquida no debería exceder un valor del 3%. En la mayoría de los casos, esto requiere una separación de sólidos y líquidos en un decantador.

Evaporación

La evaporación de digestatos es de interés de las plantas de biogás con un gran superávit de calor porque se requiere alrededor de $300 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^3$ de agua evaporada. Este proceso es conveniente sólo en cierta medida para plantas que funcionan con una alta concentración de bosta y que, por lo tanto, tienen un alto volumen de digestato con relación con la energía producida. Para la planta modelo que se está calculado aquí, con un contenido de 50% por masa de bosta en el insumo de sustrato, sólo se puede suministrar el 70% del calor requerido en la planta de biogás. Se dispone sólo de poca experiencia operativa previa en relación con las plantas de evaporación.

Usualmente se aplica un proceso de múltiples etapas. Primero se calienta el material, la temperatura se incrementa gradualmente al vacío hasta el punto de ebullición. Para evitar las pérdidas de amoníaco, se baja el valor de pH en la fase líquida añadiendo ácido. Pueden surgir problemas técnicos durante la operación debido al taponamiento y corrosión de los intercambiadores de calor. Una planta de evaporación al vacío reduce el volumen de digestato en alrededor del 70%. El calentamiento del digestato a $80 - 90^\circ\text{C}$ durante la evaporación permite que se incluya una higienización en el proceso.

En comparación con el material de insumo, la evaporación puede lograr un incremento de hasta cuatro veces en la concentración de sólidos, lo cual resulta en una reducción correspondiente en los costos de almacenamiento y transporte. Sin embargo, no es posible la descarga directa del condensado tratado ya que no se puede cumplir con los límites legales.

Remoción

La remoción es un proceso de eliminar sustancias de los líquidos en los que se transporta gases (aire, vapor de agua, gas de combustión, etc.) a través de líquidos y se convierte las sustancias a la fase gaseosa. El amonio se convierte en amoníaco. Este proceso puede ser asistido por una mayor temperatura y valor del pH, tal como se emplea, por ejemplo, en la remoción por vapor, porque la tasa requerida de flujo de gas se re-

duce con la creciente temperatura. En una etapa de desorción corriente abajo, el amoníaco en la fase gaseosa se convierte en producto reciclable / desechable. La desorción de NH_3 de la corriente de gas se puede lograr gracias a la condensación, depuración con ácidos o por reacción con una solución acuosa de yeso. Los productos finales de la desorción son normalmente el sulfato de amonio y el licor amoniacal.

Así como en el caso de la evaporación, no se puede garantizar el cumplimiento con los límites legales para la descarga del agua tratada.

10.4.2 Utilización de digestatos tratados

En términos de sus propiedades, los **sólidos** provenientes del proceso de separación son comparables con compost fresco y pueden, como el compost fresco, utilizarse como fertilizante e incrementar la concentración de materia orgánica en los suelos. La Asociación Federal Alemana de Calidad del Compost (BGK) ha desarrollado criterios de calidad para los digestatos sólidos y otorga un sello de calidad. Sin embargo, el compost fresco se utiliza principalmente en la agricultura, ya que puede haber molestias por olores en relación con su almacenamiento y aplicación en los campos. Un producto comercializable requiere primero la estabilización del digestato, por ejemplo, por compostaje. No obstante, esto es no económico a aproximadamente €40/t de sólido. Una alternativa es secar los sólidos tal como se describe anteriormente. Esto resulta en un producto almacenable y transportable que se puede utilizar para la aplicación deseada de P y K (confrontar Tabla 10.10) en los suelos con una alta carga de nitrógeno.

Otra opción es incinerar los sólidos secados. Sin embargo, el digestato no está aprobado como un combustible principal de acuerdo con la Ley de Control de la Contaminación de Alemania (BImSchV) si se co-digiere bosta o excremento. Esto requeriría una aprobación especial sujeta a un conjunto de numerosas condiciones. Para digestatos de origen exclusivamente vegetal, la necesidad de regulación no es clara.

En algunas plantas de biogás, la **fase líquida proveniente de la separación** se usa a veces como recirculato. El contenido reducido de DM también permite una aplicación más precisa en los campos con menores pérdidas de NH_3 . La menor concentración de fósforo comparada con digestatos no tratados significa que en las regiones donde hay ganadería intensiva, se puede utilizar volúmenes más grandes en lugares cercanos, donde la aplicación en los campos se limita normalmente por la concentración del fósforo en el suelo.

Usualmente se puede resolver los problemas de superávit regional de nitrógeno solamente con un tratamiento adicional de la fase líquida, ya que la separación por sí misma no resulta en una reducción de los volúmenes de transporte.

Los **productos del tratamiento de la fase líquida que contienen nutrientes** son a menudo comercializables sólo de manera limitada. Aunque las concentraciones de nutrientes son más altas que las de los digestatos (Tabla 10.10), lo que los hace más atractivos de transportar económicamente, usualmente son mucho menores que las concentraciones de nutrientes en los fertilizantes minerales. Esto a veces puede presentar un obstáculo para la utilización porque no se dispone de ninguna tecnología de aplicación en campo conveniente. La aplicación en el campo por medio de aplicador de manguera remolcada, tal como se emplea para la aplicación en campo de la bosta y el digestato, requiere volúmenes de aplicación suficientemente altos para permitir una distribución uniforme de los nutrientes en el suelo. Los fertilizantes minerales líquidos, como la solución de amonio y urea, con una concentración de nitrógeno del 28%, se aplican frecuentemente utilizando rociadores de pesticidas, lo que, sin embargo, tienen usualmente una capacidad de aplicación limitada. Los volúmenes de aplicación que están significativamente por encima de 1 m³/ha son difíciles de lograr utilizando tecnología estándar.

La solución de sulfato de amonio proveniente de la remoción es la más cercana a cumplir con las normas requeridas de un producto comercializable de tratamiento. Tiene una concentración de nitrógeno de casi 10% y, como producto de escape de la limpieza de aire y como sub-producto de la industria química, ya se mercadea en grandes volúmenes como fertilizante agrícola.

Con respecto a los **productos de tratamiento de la fase líquida sin nutrientes o con pocos nutrientes**, los cálculos económicos no asumieron ningún costo de utilización o ingresos. Los ingresos son posibles aquí si se puede encontrar demandantes para agua de proceso. Esto aparece más probablemente en el caso de la tecnología de membrana, la cual produce un permeato directamente descargable de la ósmosis inversa. Una opción para todos los productos virtualmente libres de nutrientes sería su utilización para la irrigación mientras que, para los productos con una calidad que permite la descarga, una alternativa posible en descargarlos en un curso de agua. Allí donde no existan tales opciones, se requiere la conexión a una planta de tratamiento de agua con capacidades hidráulicas y biológicas apropiadas. Esto resulta en

Tabla 10.10: Concentraciones de nutrientes de las fracciones, cálculos de modelos para procesos de tratamiento

Proceso de tratamiento	Fracción	Concentración de masa %	N _{org} kg / t	NH ₄ -N kg / t	P ₂ O ₅ kg / t	K ₂ O kg / t
No tratado	Líquido		2,0	3,6	2,1	6,2
Separación	Sólido	12	4,9	2,6	5,5	4,8
	Líquido	88	1,6	3,7	1,6	6,4
Secador de faja	Sólido	5	13,3	0,7	14,9	12,9
	Líquido	88	1,6	3,7	1,6	6,4
	Aire residual	7	-	-	-	-
Membrana	Sólido	19	4,9	4,4	6,8	4,5
	Líquido	37	2,8	7,4	2,1	14,4
	Agua residual (tratada)	44	Se cumple con los valores límite para la descarga directa en un curso de agua			
Evaporación	Sólido	19	4,9	4,4	6,8	4,5
	Líquido	31	3,4	8,9	2,5	17,3
	Agua de proceso	50	No conveniente para la descarga en curso de agua			
Remoción	Sólido	27	6,8	3,5	7,5	21,7
	Líquido (ASS)	3	0,0	80,6	0,0	0,0
	Agua de proceso	70	No conveniente para la descarga en curso de agua			

ASS: solución de sulfato de amonio

Tabla 10.11: Evaluación comparativa de los procesos de tratamiento del digestato

	Separación	Secado	Tecnología de membrana	Evaporación	Remoción
Confiabilidad operativa	++	+/o	+	o	o
Condición de diseminación	++	+	+	o	o
Costo	+	+/o	o/-	o	+/o
Utilidad del producto					
Fase sólida	o	+/o	o	o	o
Líquido (rico en nutrientes)	o	o	+	+	++
Líquido (pobre en nutrientes)			+	o	o

++ = muy bueno, + = bueno, o = promedio, - = malo

costos adicionales, los cuales deben tomarse en consideración.

10.4.3 Comparación de los procesos de tratamiento del digestato

Los procesos de tratamiento del digestato descritos anteriormente difieren de manera significativa en términos de su difusión y confiabilidad operativa actuales (Tabla 10.11). Los procesos de separación del digestato son de última generación y ya se usan comúnmente. Sin embargo, el tratamiento parcial no reduce normalmente el volumen para la aplicación en el campo y el costo de la aplicación de digestatos en el campo se incrementa.

Los procesos para secar la fase sólida ya se han establecido en otras áreas de aplicación y están adaptados para el secado de digestatos. En este sentido debe anticiparse algunos problemas técnicos. No obstante, el secado de digestatos es una propuesta económicamente atractiva sólo en los casos en donde, una vez que el digestato se seca, se puede utilizar de manera rentable o si no hay ninguna otra opción de utilización para el calor residual de la planta de biogás.

Los procesos para el tratamiento de la fase líquida todavía no son de última generación y existe una necesidad sustancial de desarrollo. La tecnología de membranas es la más avanzada. Hay varios proveedores en el mercado así como una serie de plantas de referencia que se encuentran en una operación en

gran medida confiable. No obstante, incluso en este caso, todavía hay un potencial de desarrollo para modificar el proceso de modo que se reduzca el desgaste y el consumo de energía. Por ejemplo, ya se está desarrollando métodos mejorados para la separación de sólidos y la finalidad de esto es extender la vida útil de las membranas y reducir el consumo de energía.

Los procesos para la evaporación y la remoción todavía no están tan avanzados en términos de operación continua a escala comercial. Por esta razón, una evaluación económica y la calidad esperada del producto siguen siendo objeto de mucha incertidumbre y los riesgos técnicos son comparativamente altos.

10.5 Referencias

- [10-1] H. Döhler, K. Schiessl, M. Schwab (1999): BMBF – Förderschwerpunkt, Umweltverträgliche Gülleaufbereitung und –verwertung. KTBL documento de trabajo 272. KTBL Darmstadt.
- [10-2] LTZ (2008): Inhaltsstoffe in Gärprodukten und Möglichkeiten zu ihrer geordneten pflanzenbaulichen Verwertung. Informe del proyecto, Landwirtschaftliches Technologiezentrum Augustenberg (LTZ).
- [10-3] KTBL (2005): Schwermetalle und Tierarzneimittel in Wirtschaftsdüngern. KTBL-Schrift 435, 79 S.
- [10-4] Klingler, B. (1996): Hygienisierung von Gülle in Biogasanlagen. En: Biogas-Praxis Grundlagen-Planung-Anlagenbau-Beispiele. Ökobuch Staufen bei Freiburg: 141
- [10-5] Philipp, W.; Gresser, R.; Michels, E.; Strauch, D. (1990): Vorkommen von Salmonellen in Gülle, Jauche und Stallmist landwirtschaftlicher Betriebe in einem Wasserschutzgebiet.
- [10-6] Steinmüller, S., Müller, P., Pietsch, M. (2007): Phytohygienische Anforderungen an Klärschlämme – Regulationsnotwendigkeiten und -möglichkeiten. En: Perspektiven der Klärschlammverwertung, Ziele und Inhalte einer Novelle der Klärschlammverordnung. KTBL-Schrift 453, KTBL, Darmstadt
- [10-7] Döhler et al. (2002): Anpassung der deutschen Methodik zur rechnerischen Emissionsermittlung an internationale Richtlinien sowie Erfassung und Prognose der Ammoniakemissionen der deutschen Landwirtschaft und Szenarien zu deren Minderung bis zum Jahre 2010, Berlin
- [10-8] FNR (2009): Ergebnisse des Biogasmessprogramm II, Gülzow
- [10-9] Clemens, J., Wolter, M., Wulf, S., Ahlgrimm, H.-J. (2002): Methan- und Lachgas-Emissionen bei der Lagerung und Ausbringung von Wirtschaftsdüngern, in: KTBL-Schrift 406, Emissionen der Tierhaltung, pp. 203-214
- [10-10] Roth, U., Niebaum, A., Jäger, P. (2006): Gasdichte Abdeckung von Gärrestlagerbehältern – Prozessoptimierung und wirtschaftliche Einordnung. En: KTBL-Schrift 449 (2006): Emissionen der Tierhaltung. Messung, Beurteilung und Minderung von Gasen, Stäuben und Keimen. KTBL, Darmstadt, 328 S.
- [10-11] Niebaum, A., Roth, U., Döhler, H. (2008): Bestandsaufnahme bei der Abdeckung von Gärrestlagerbehältern. En: Emissionsvermeidung beim Betrieb von Biogasanlagen : KRdL-Expertenforum, 4 November 2008, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bonn. Düsseldorf: Kommission Reinhaltung der Luft im VDI und DIN, 6 S.
- [10-12] Döhler, H. (1996): Landbauliche Verwertung stickstoffreicher Abfallstoffe, Komposte und Wirtschaftsdünger. In Wasser und Boden, 48 Jahrgang. 11/1996
- [10-13] ASUE (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.), Energiereferat der Stadt Frankfurt (2005): BHKW-Kenndaten 2005 – Module, Anbieter, Kosten. Brochure, Kaiserslautern
- [10-14] Döhler, H; Menzi, H; Schwab, M (2001) : Emissionen bei der Ausbringung von Fest- und Flüssigmist und Minderungsmaßnahmen. KTBL / UBA – Symposium, Kloster Banz.
- [10-15] Gutser, R. (2008): 'Optimaler Einsatz moderner Stickstoffdünger zur Sicherung von Ertrag und Umweltqualität', presentación el 2 de febrero de 2006 en la Conferencia sobre Fertilización en Bösleben (TU München)
- [10-16] KTBL (2009): Strompreise aus Biomasse – Vergütungsrechner für Strom aus Biogas. <http://www.ktbl.de/index.php?id=360>
- [10-17] Körschens, Martin et al. (2004): Methode zur Beurteilung und Bemessung der Humusversorgung von Ackerland. VDLUFA Standpunkt, Bonn
- [10-18] EEG (2008): Ley sobre el Otorgamiento de Prioridad a Fuentes de Energía Renovable (Ley de Fuentes de Energía Renovable – EEG). 25 de octubre de 2008, Diario Oficial de Leyes Federales I: 2074
- [10-19] DüngemittelV (2008): Ordenanza sobre la Comercialización de Fertilizantes, Aditivos para Suelos, Medios para Cultivo y Aditivos para el Crecimiento de las Plantas (Ordenanza sobre Fertilizantes, DüMV). martes, 16 de diciembre de 2008, Diario Oficial de Leyes Federales I: 2524
- [10-20] DüV (2007): Ordenanza sobre el Uso de Fertilizantes, Aditivos para Suelos, Medios para Cultivo y Aditivos para el Crecimiento de las Plantas de acuerdo con los Principios de Buenas Prácticas de Fertilización Profesional. Versión reformada de la Ordenanza de Aplicación de Fertilizantes (27 de febrero de 2007); Leyes Federales I, 221
- [10-21] 1774/2002 (2002): Reglamento (CE) No. 1774/2002 del Parlamento Europeo y Consejo Europeo del 3 de octubre de 2002 que establece las reglas de salud concernientes a los sub-productos animales no destinados a consumo humano (Diario Oficial L 273 del 10 de octubre de 2002)

- [10-22] TierNebV (2006): Ordenanza para la Implementación de la Ley de Disposición de Sub-productos Animales (Ordenanza de Disposición de Sub-productos Animales – TierNebV) del 27 de julio de 2006. Diario Oficial de Leyes Federales I: 1735
- [10-23] BioAbfV (1998): Ordenanza sobre la Utilización de Bio-residuos en Terrenos con Propósitos Agrícolas, Silvícolas y Hortícolas (Ordenanza sobre Bio-residuos – BioAbfV) del 21 de setiembre de 1998. Diario Oficial de Leyes Federales I: 2955
- [10-24] E-BioAbfV (2008): Proyecto de Ordenanza: Ordenanza para modificar la Ordenanza sobre Bio-residuos y Ordenanza de Disposición de Sub-productos Animales (del 19 de noviembre de 2007). Artículo 1: Reforma de la Ordenanza sobre Bio-residuos. BMU, WA II 4 – 30117/3
- [10-25] Ebertseder, T., (2007): Düngewirkung von Kompost und von flüssigen Gärrückständen im Vergleich. Humus und Kompost 172008, pp. 64-67,
- [10-26] Faustzahlen Biogas (2009), segunda edición revisada, KTBL (ed.), Darmstadt

Realización del proyecto

11

La realización de un proyecto de biogás abarca todas las etapas del trabajo desde la formulación del concepto, el estudio de factibilidad y la ingeniería de la planta hasta el inicio de la operación de la misma. Cuando se realiza un proyecto de biogás, los promotores del proyecto (por ejemplo, los agricultores) tienen la opción de llevar a cabo algunas fases del proyecto por sí mismos, dependiendo de su compromiso personal y de los recursos financieros y personales disponibles. En la Figura 11.1 se presentan las fases individuales de la formulación conceptual, del estudio de factibilidad, del planeamiento de gastos de capital, del procedimiento de obtención de licencias, de la construcción y puesta en marcha de la planta.

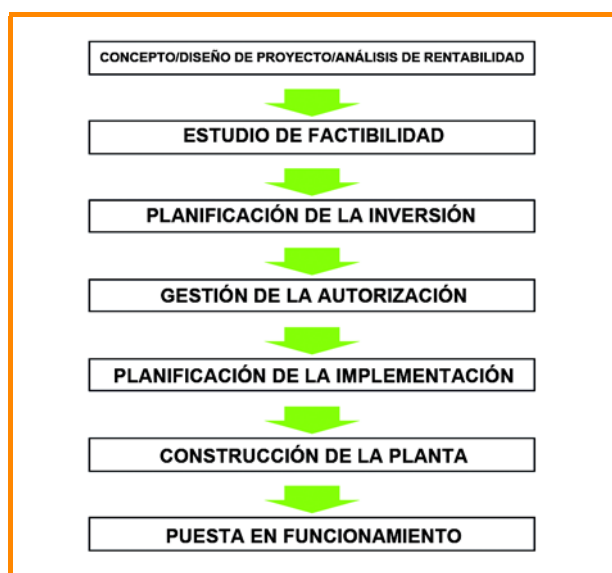


Figura 11.1: Pasos en la realización de un proyecto de producción y utilización de biogás

En las secciones a continuación se presentan principalmente listas de verificación y tablas que proporcionan una visión de conjunto de los pasos requeridos para la realización del proyecto y para describir en detalle las áreas clave de estas tareas.

11.1 Formulación conceptual y diseño del proyecto

Una vez que se ha concebido la idea de un proyecto de biogás, es aconsejable que el promotor del proyecto elabore un diseño del proyecto como base para el proceso de realización del mismo. Este diseño debe también servir como base inicial para la evaluación del proyecto. Se usa el diseño del proyecto para evaluar no solamente la factibilidad técnica del proyecto específica al sitio, sino también para saber cómo se puede financiar el proyecto y si es elegible para algún subsidio del gobierno. El diseño del proyecto también es útil para establecer contactos iniciales clave con posibles firmas de ingeniería. Es aconsejable obtener cierta información preliminar de operadores de plantas de biogás existentes con respecto al procedimiento de planeamiento y operación de una planta de biogás, especialmente si la intención es utilizar sustratos idénticos.

Cuando se considera un proyecto de biogás, es importante ver todo el panorama, incluyendo la disponibilidad del sustrato, la planta de biogás misma y el suministro de energía a los demandantes. Los tres aspectos clave presentados en la Figura 11.2 deben considerarse desde el inicio en el mismo grado de detalle. El objetivo es llevar a cabo una evaluación inicial bien fundamentada del concepto de proyecto.

En los siguientes pasos se debe elaborar el diseño del proyecto para evitar cualquier problema adicional innecesario en pasos posteriores del planeamiento. Asimismo dicho diseño debe evaluarse utilizando los métodos de cálculo que esta Guía pone a su disposición:

1. Cálculo y examen del volumen disponible de sustrato; determinación de la cadena de suministro de la biomasa
2. Diseño técnico general de la planta
3. Revisión del área de terreno disponible

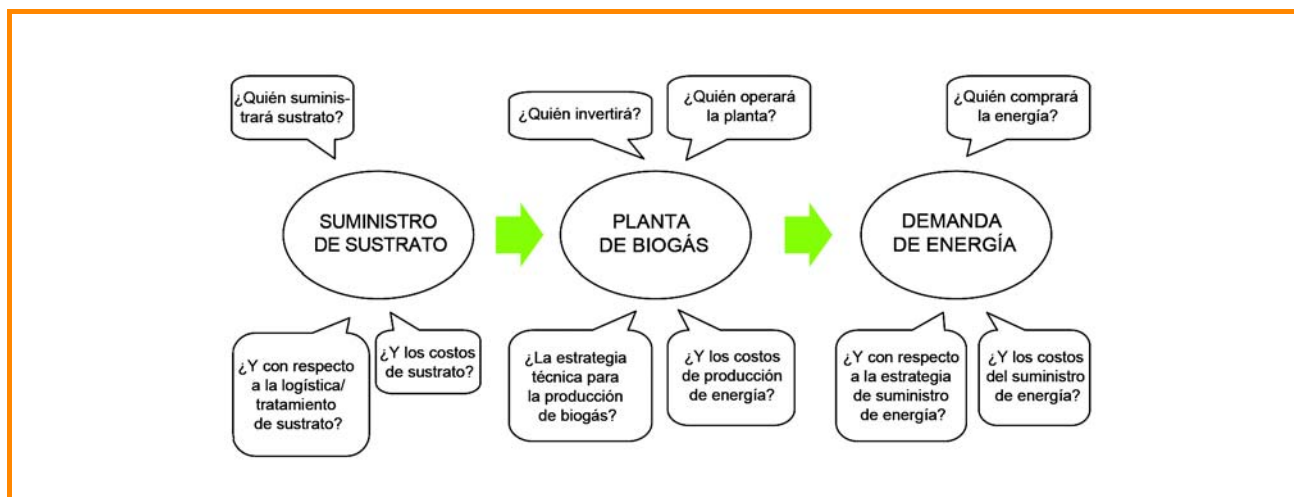


Figura 11.2: Enfoque general para un proyecto de planta de biogás

Paso 1: Preparación del diseño de proyecto

Verificar la disponibilidad de sustratos a largo plazo	¿Qué sustratos auto-producidos estarán disponibles en el largo plazo? ¿Tengo planes de mediano/largo plazo de cambiar mi fundo agrícola? ¿Cómo afectará esto mi planta de biogás? (en términos de biología / materiales, proceso, energía) ¿Puedo contar a largo plazo con sustratos que no sean de mi fundo agrícola? ¿Vale la pena el uso de estos sustratos en vista de los requisitos legales? (cuestión de proporcionalidad)
Visitar algunas plantas de biogás existentes	Visitar algunas plantas de biogás existentes para adquirir experiencia e información ¿De qué opciones estructurales dispongo en el mercado? ¿Dónde existen problemas estructurales / relacionados al proceso? ¿Cómo se resolvió esos problemas? ¿Cuál ha sido la experiencia de los operadores de plantas existentes con varios componentes y combinaciones de sustrato?
Determinar de cuánto dinero se dispone personalmente	Determinar cuánto tiempo se requerirá cada día para el trabajo rutinario de inspección y mantenimiento (confrontar Sección 9.1.3) ¿Es esto compatible con la situación en mi fundo? ¿Qué modelo de tiempo de trabajo es posible para mi familia? (por ejemplo, quién se va a encargar del fundo agrícola después de mí) ¿Necesitaré trabajadores externos?
Verificar cómo se puede utilizar el calor de la planta	¿Existen posibles demandantes de calor cerca a mi fundo? ¿Cuánto calor hay que suministrar cada mes?
Determinar de cuánto dinero dispone usted	Verificar sus finanzas ¿Cómo espero que evolucionen mis ingresos en el futuro? ¿Mi situación financiera va a sufrir algún cambio importante en el futuro cercano?
Objetivos del Paso 1:	- Evaluación inicial de las posibilidades en términos de la organización del negocio agrícola - Compilación de experiencia proveniente de plantas de biogás existentes - Adquisición de conocimiento respecto a qué plantas / componentes se encuentran disponibles en el mercado

4. Estimado de costos, elegibilidad para subsidio gubernamental y rentabilidad económica
5. Revisión de la estrategia de demanda de energía
6. Evaluación de si la planta recibirá la licencia oficial requerida y si será aprobada localmente

Una evaluación inicial del proyecto no requiere decisiones definidas sobre los aspectos mencionados anteriormente (esto ocurrirá en la fase de planeamiento posterior) Más bien, el objetivo es asegurar que haya al menos una o, si es posible, varias opciones para la realización exitosa del proyecto.

11.2 Estudio de factibilidad

Una vez que el promotor del proyecto ha tomado la decisión, basada en el diseño del proyecto, de proceder a la siguiente etapa del potencial proyecto del biogás, será necesario preparar un estudio de factibilidad. Normalmente éste se basará, en gran medida, en el diseño del proyecto, y el objetivo principal es determinar todos los datos y parámetros iniciales de tipo técnico, económico y otro, así como someterlos a un examen exhaustivo. En contraste con el diseño del proyecto, que proporciona una evaluación cualitativa inicial del proyecto planeado, el propósito del estudio de factibilidad es proporcionar una evaluación cuantitativa del proyecto propuesto así como las opciones posibles para su realización.

Los criterios clave a aplicar para un estudio de factibilidad sobre un proyecto de planta de biogás se presentan en la Figura 11.3 y se examinan en mayor detalle en las secciones a continuación.

Un estudio de factibilidad es un documento para la toma de decisiones que trata de los siguientes objetivos:

- examen de la factibilidad técnica y económica en base a una investigación de todos los parámetros y requisitos específicos al sitio;
- evaluación de los riesgos técnicos y económicos;
- identificación de los criterios de exclusión;
- examen de posibles estructuras organizativas y operativas;
- elaboración del sustento de una solicitud a un subsidio gubernamental;

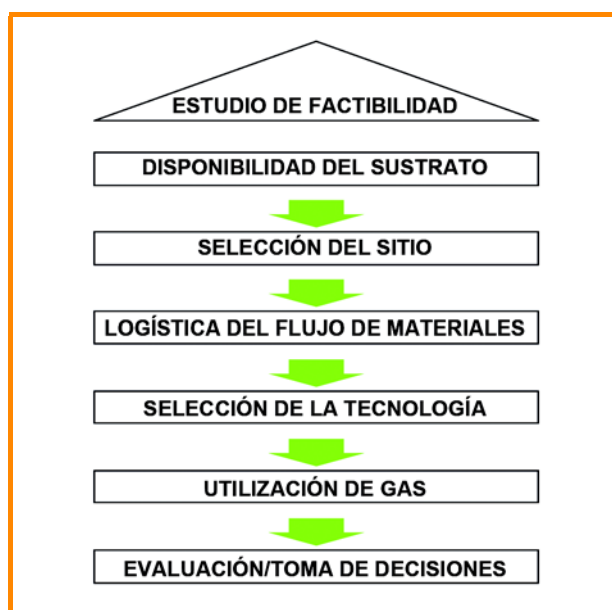


Figura 11.3: Criterios para un estudio de factibilidad de una planta de biogás

- elaboración de la base de una evaluación de viabilidad financiera.

11.2.1 Disponibilidad del sustrato

La realización y operación de una planta de biogás dependen en gran medida de que se pueda disponer de sustratos en cantidades suficientes a lo largo del todo el año para alimentar la planta. Se requiere por tanto determinar si se puede conseguir los sustratos requeridos a un costo aceptable. Los fundos agropecuarios tienen la ventaja de contar con acceso de bajo costo al sustrato (bosta), que puede usarse en el sitio de la planta de biogás sin necesidad de logística compleja. Más aún, la calidad de la bosta como fertilizante agrícola puede mejorarse gracias al proceso de digestión (confrontar Sección 4.1). Por el contrario, para un fundo agrícola, la disponibilidad de sustrato dependerá exclusivamente de la tierra agrícola disponible, así como de los costos asociados del suministro [11-1]. El tipo y disponibilidad del sustrato determinarán la tecnología requerida para la planta de biogás. A continuación se proporciona una lista de verificación para determinar la disponibilidad del sustrato.

11.2.2 Selección del sitio

Cuando se selecciona un sitio en el cual se va a construir una planta de biogás será necesario considerar no sólo las circunstancias locales específicas del sitio (como sub-suelo conveniente, uso previo, disponibilidad de servicios públicos), los que se reflejarán particularmente en los costos de construcción, sino también los requisitos establecidos en el reglamento local de edificaciones y los aspectos sociales. Los criterios para seleccionar el sitio para la construcción de una planta de biogás se presentan de forma diagramática en el Figura 11.4.

11.2.2.1 Aspectos específicos al sitio

Debe aclararse primero que nada si el sitio preferido es del tamaño necesario, si el subsuelo es conveniente y, si es posible, si está libre de contaminación, así como si los edificios y áreas de almacenamiento que pudieran existir están en condición de uso y si se dispone de puntos de conexión a la red y si hay demanda de calor (confrontar Sección 9.1.1). El propósito de una evaluación como ésta es mantener bajos costos de construcción. Las capacidades relativamente bajas involucradas en la producción de biogás agrícola y las corrientes asociadas de sustratos permiten el suministro

Paso 2: Elaboración del estudio de factibilidad

Contratar los servicios de una firma de ingeniería / departamento de ingeniería de un fabricante de plantas experimentado y de buena reputación	Estas personas son sumamente importantes para el desarrollo y planeamiento futuro del proyecto y estarán involucrados en todas las etapas siguientes. Tienen acceso a las autoridades encargadas de otorgar las licencias y también a autoridades regionales.
Contactar a un asesor agrícola	Un asesor agrícola experimentado en la construcción y operación de plantas de biogás será también una fuente de consejo profesional en relación con otros temas que van desde la selección del sitio y el diseño de la planta hasta la construcción y puesta en marcha de la misma.
Decidir sobre el tipo de planta y procedimiento de construcción así como sobre el tamaño de la planta	Definición de las características del sitio, por ejemplo solicitar un informe de suelos Selección del sitio (plan general del fundo agrícola, edificios, áreas para silos) Ubicación del punto más cercano de alimentación de energía o gas Decisión sobre la configuración / diseño y tecnología apropiadas de la planta con visión futura del fundo y las medidas de re-estructuración operativa necesarias para la planta de biogás Cálculo del tamaño de los componentes de la planta de acuerdo con un análisis de potenciales Cuestiones de procedimiento: ¿Cómo quiero que se implemente el proyecto? ¿Quiero una planta llave en mano? ¿Quiero dividir el proceso de construcción de la planta entre varios contratos separados?? ¿Cuánto del trabajo planeo hacer yo mismo? ¿Puedo compartir el proyecto con otros fondos? ¿Qué obras planeo poner en licitación? (por ejemplo, movimientos de tierra, electricidad...) Incluir diferentes opciones
Metas en el Paso 2:	<ul style="list-style-type: none">- Participación de una firma de ingenieros o un asesor experimentado en la preparación del estudio de factibilidad- Determinación del tamaño preferido de la planta y del tipo de planta / procedimiento con puntos de alimentación posibles de energía, calor o biogás procesado



Figura 11.4: Criterios para la selección del sitio

tro de sustrato y la disposición de digestato por transporte vial. Muchos sustratos apenas cubren el costo de transporte debido a su densidad energética relativamente baja. En consecuencia, la búsqueda de sustratos para alimentar la planta de biogás se centrará en la biomasa disponible en la vecindad regional inmediata. Será ventajoso seleccionar un sitio que tenga acceso a carreteras con capacidad de transporte promedio (como carreteras rurales / vías de categoría B) [11-3].

11.2.2.2 Aspectos del reglamento de construcción

El reglamento de construcción distingue entre las zonas interiores y exteriores de un área construida. La zona interior incluye todo el terreno dentro de un área construida. La zona exterior se refiere al terreno que está fuera del área construida. Esta diferenciación entre zonas interiores y exteriores está estipulada en el ordenamiento territorial de la autoridad local. Para evitar la fragmentación de campo, existen limitaciones respecto de la construcción en la zona exterior. De acuerdo con la Sección 35 inciso 1 del código de la ley de construcciones (BauGB), se permite la construcción de una planta de biogás en la zona exterior bajo ciertas condiciones, en cuyo caso una planta como esa se clasifica 'privilegiada'. También debe considerarse cualquier legislación de control de la contaminación así como las posibles condiciones reglamentarias relacionadas con la interferencia con la naturaleza y el campo (tales como medidas compensatorias).

11.2.2.3 Aspectos sociales

La experiencia sugiere que una propuesta de proyecto de biogás -especialmente en las áreas rurales- puede

Paso 3: Disponibilidad de sustratos

Distinguir entre los sustratos disponibles	<p>¿Qué sustratos de biomasa se encuentran disponibles?</p> <ul style="list-style-type: none"> - residuos agrícolas (por ejemplo, bosta de ganado, excremento de ave) - residuos agro-industriales (por ejemplo, puré de manzana, pomasa) - residuos del comercio y la industria (por ejemplo, residuos de trampas de grasa) - residuos de hogares privados (por ejemplo, bio-residuos) - recursos renovables, cultivos energéticos (por ejemplo, ensilaje de maíz, ensilaje de pasto) <p>¿A qué horas estarán disponibles los sustratos?</p> <p>¿Qué calidad tendrán los sustratos suministrados?</p>
Proveedores de biomasa	¿Quiénes son los posibles proveedores de biomasa a largo plazo?
Costos del suministro	¿Cuánto costará suministrar los sustratos?
Área de almacenamiento	¿Cuánta superficie de almacenamiento se requerirá en el sitio planeado?
Pre-tratamiento	¿Cuánto pre-tratamiento requerirán los sustratos con que se piensa contar (mezcla, trituración)?
Objetivos del Paso 3:	<ul style="list-style-type: none"> - Selección de sustratos para un proceso de digestión operativo - Definición de medidas para el pre-tratamiento y procesamiento de sustratos - Selección de proveedores potenciales de biomasa

Paso 4: Selección del sitio

Verificar el sitio	<p>¿Cómo es el sitio?</p> <p>¿El subsuelo es conveniente?</p> <p>¿El sitio está en una zona industrial (en la periferia) o en un fundo agrícola en la zona exterior ('privilegiada')?</p> <p>¿Cuál es el costo del terreno?</p>
Verificar la infraestructura	<p>¿Hay caminos apropiados para camiones?</p> <p>¿Qué servicios públicos (energía, agua, desagüe, telecomunicaciones, gas natural) hay disponibles en el lugar?</p>
Verificar la alimentación de energía al sitio	¿Qué tan lejos está el punto más cercano de suministro de energía?
Verificar las opciones para la utilización de calor	<p>¿Existe demanda potencial de calor cerca del sitio?</p> <p>¿Se puede usar el calor residual del proceso de CHP en el fundo agrícola propio?</p> <p>¿Los trabajos de conversión / costos asociados están en proporción al beneficio?</p> <p>¿Cuánto calor se necesita suministrar cada mes?</p> <p>¿Existe la posibilidad de establecer una unidad satélite de CHP (unidad de CHP físicamente separada de la planta de biogás y conectada al tanque de gas por una tubería de gas relativamente larga)?</p>
Verificar las opciones de alimentación de gas	¿Existe una posibilidad en el sitio de alimentar biogás procesado a una red adyacente de gas natural? (confrontar la Sección 6.3)
Aceptación local de la construcción	<p>¿Qué residentes y negocios locales serán afectados?</p> <p>¿Qué residentes y negocios locales tienen que recibir información de proyecto en una etapa temprana y, allí donde sea apropiado, participar en el proyecto?</p> <p>¿Quiénes son los potenciales demandantes de calor?</p> <p>¿Qué instituciones públicas deben ser incluidas en una etapa temprana en una campaña transparente de relaciones públicas (participación de alcaldes, autoridad que otorga las licencias)?</p> <p>¿Qué intereses de conservación de la naturaleza debe tenerse en cuenta?</p>
Objetivos del Paso 4:	<ul style="list-style-type: none"> - Selección del sitio - Selección de la forma de utilización del biogás (unidad de CHP en el sitio, establecimiento de una unidad satélite de CHP o procesamiento del biogás para alimentar la red de gas natural) - Lograr mayor aceptación local mediante una campaña transparente de relaciones públicas

dar lugar a un debate sobre si el proyecto es aprobado por los residentes y / o instituciones locales. Este asunto puede tener un impacto particularmente desventajoso en la obtención de la autorización de la planta propuesta. Especialmente el temor a las consecuencias negativas, como malos olores, emisiones de ruidos, mayor volumen de tráfico e impacto visual del sitio, pueden generar oposición al proyecto planeado por parte de la población afectada. Por lo tanto, son esenciales las medidas tempranas para lograr la aceptación local, tales como una campaña de información oportuna y la participación de los residentes e instituciones afectados, así como una campaña de relaciones públicas focalizada para asegurar la aprobación de un sitio preferido para una planta de biogás.

11.3 Logística del flujo de materiales

En vista de la estructura distribuida de la producción de biomasa y de la estructura a veces distribuida y a veces centralizada de la demanda, la logística de la biomasa juega un papel clave en la cadena general de suministro. Esto abarca a toda la empresa y las actividades relacionadas con el mercado dirigidas a hacer que un sustrato esté disponible. Se busca optimizar la corriente de materiales e información entre el proveedor y el demandante.

La elección de las cadenas logísticas de flujo de materiales así como la suscripción de uno o más contratos de suministro de biomasa (de largo plazo, si fuera posible) son especialmente importantes para una planta de biogás, que requiere un suministro constante de sustrato a lo largo del año. Se debe firmar contratos firmes con proveedores convenientes de biomasa, idealmente antes de que se construya la planta. Esto permitirá que la planta misma y el diseño de las áreas y tanques de almacenamiento estén armonizados con los sustratos previstos y los intervalos de entrega ya en la etapa de planeamiento. El objetivo es equilibrar cualquier fluctuación en las entregas de sustrato de biomasa al sitio. Es importante, antes de redactar el contrato, determinar cómo se facturará las entregas de sustrato. En general, la facturación se hace de acuerdo con la cantidad / volumen entregado de biomasa (por ejemplo en toneladas, metros cuadrados). Esto exige estándares detallados de calidad e inspecciones para reducir el riesgo de obtener sustratos de baja calidad.

El tratamiento del sustrato (trituración y mezclado) y la carga de los sustratos al digestor se logran gracias a equipo de medición apropiado (transportadores de tornillo). Ver Sección 3.2.1. El transporte del sustrato dentro de la planta se realiza principalmente por medio de bombas eléctricas. La selección de bombas y equipo de transporte apropiados depende mucho de los sustratos previstos y de su grado de tratamiento.

A continuación se presenta una lista de verificación para analizar la logística del flujo de materiales (Paso 5).

11.3.1 Selección de la tecnología

De acuerdo con la ingeniería de plantas de última generación conveniente para aplicaciones existentes, la elección de tecnología para una planta planificada de biogás dependerá en particular de los sustratos disponibles (consultar Sección 3), la infraestructura existente, las partes involucradas y el financiamiento disponible. A continuación se presenta una lista de verificación para la selección de tecnología (Paso 6).

11.3.2 Utilización de gas

Dependiendo de las especificaciones del sitio y del uso final previsto, se debe decidir cómo recuperar la energía del biogás producido (confrontar Sección 6). A continuación se presenta una lista de verificación sobre la recuperación de energía a partir del biogás producido por la planta de biogás (Paso 7).

Paso 5: Logística del flujo de materiales

Definir y actualizar los volúmenes del flujo de materiales	<p>¿Qué volúmenes de sustrato incluyo en mis planes?</p> <p>¿Cuán amplio es el radio promedio de los posibles proveedores del sustrato?</p> <p>¿Cómo es la producción estacional de sustratos?</p> <p>¿Cuáles son las propiedades de los sustratos previstos?</p>
Decidir sobre la cadena de suministro del sustrato	<p>¿Qué forma de entrega del sustrato es más eficiente para la planta planeada?</p> <p>¿Qué tipos de almacenamiento de corto y largo plazo existen en el sitio planeado?</p> <p>¿Qué formas del tratamiento y medición requeriré?</p> <p>¿Cuál es el grado de incertidumbre en el precio de compra del sustrato?</p>
Elegir a los proveedores de biomasa y a los demandantes de digestato	<p>¿Qué plazos de entrega y estándares de calidad del sustrato tengo que acordar con los proveedores relevantes de biomasa? (por ejemplo, facturación de la cantidad / volumen de biomasa entregada)</p> <p>¿Existe demanda para el digestato?</p>
Transporte del sustrato dentro de la planta	<p>¿Qué equipo de manipulación / transporte necesitaré en la planta?</p> <p>¿Qué equipo de transporte / bombeo necesitaré dentro de la planta?</p>
Decidir sobre cómo almacenar el digestato	<p>¿Qué cantidades de digestato se producirán?</p> <p>¿Qué método de almacenamiento del digestato es estructuralmente posible?</p> <p>¿Qué método de transporte del digestato y qué intervalos de aplicación del digestato en campo son posibles?</p>
Objetivos del Paso 5:	<ul style="list-style-type: none"> - Determinación de las tecnologías de transporte y manipulación - Definición del área disponible para el almacenamiento de sustrato y digestato en el sitio de la planta de biogás - Selección de proveedores de biomasa y demandantes de digestato - Definición de contratos de suministro y, si fuera posible, contratos de suministros de largo plazo

Paso 6: Selección de la tecnología

Seleccionar el proceso de digestión	<p>¿La planta utilizará digestión húmeda o seca o una combinación de ambas?</p> <p>¿Qué etapas del proceso utilizará la planta? ¿Y a qué temperatura de proceso?</p>
Seleccionar los componentes de la planta	<p>¿Qué componentes utilizará la planta?</p> <ul style="list-style-type: none"> - Equipo de recepción, tratamiento y carga - Digestor con componentes internos y sistema de agitador - Tipo de tanque de gas - Método de almacenamiento de digestato - Utilización del biogás
Partes involucradas	<p>¿Qué fundos agrícolas y empresas participarán como socios de la red?</p> <p>¿Qué experiencia tienen las entidades participantes?</p> <p>¿Qué firmas de instalación y mantenimiento existen en la vecindad cercana?</p> <p>¿Cuánto saben mi personal y mi socio sobre tratamiento / carga de sustratos o sobre equipo de transporte / ensilaje?</p>
Objetivos del Paso 6:	<ul style="list-style-type: none"> - Selección de componentes de la planta de última generación y de alto grado, materiales fáciles de mantener con operación automatizada

Paso 7: Recuperación de la energía proveniente del biogás

Tipo de utilización de biogás	<p>¿Cómo se puede utilizar eficientemente el biogás producido en el sitio?</p> <ul style="list-style-type: none"> - Generación combinada de calor y energía (CHP) (por ejemplo, unidad de CHP, micro turbina de gas, etc.) - Generación fría por proceso de tri-generación - Mejoramiento del biogás (des-humidificación y desulfuración) a calidad de gas natural para alimentarlo a la red pública de gas natural o al micro red de gas - Procesamiento para convertirlo en combustible de vehículos motorizados - Recuperación del calor proveniente del biogás
Metas del Paso 7:	<ul style="list-style-type: none"> - Selección del método de recuperación de la energía proveniente del biogás

11.3.3 Evaluación y toma de decisiones

La evaluación y toma de decisiones para un proyecto de biogás se lleva a cabo de acuerdo a los criterios de rentabilidad y método de financiamiento (confrontar Sección 8.2). En el Paso 8 a continuación se puede encontrar una lista de verificación correspondiente:

Evaluación y toma de decisiones

Paso 8: Evaluación y toma de decisiones	
Elaborar un presupuesto detallado de costos	<p>Se puede elaborar un presupuesto detallado de costos en base al procedimiento seleccionado. El estimado de costos debe permitir el control del presupuesto en todo momento. Los rubros de costos deben dividirse en los siguientes bloques:</p> <ul style="list-style-type: none"> - costos de componentes individuales - costos del sustrato (entrega 'libre al digestor') - depreciación - mantenimiento y reparación - interés - seguros - costos laborales - costos de financiación / obtención de licencias - costos de planeamiento / ingeniería - costos de servicios públicos, costos de conexión a la red - costos de transporte (si los hubiera) - gastos generales (teléfono, locales, servicios públicos, etc.) <p>Los costos de los componentes individuales deben individualizarse. Se debe asignar un monto preciso a cualquier trabajo que se prevea llevar a cabo ya sea por sí mismo o que se prevea contratar de terceros.</p>
Posibilidad de subsidio gubernamental	<p>Aparte del programa de incentivos al mercado y de los préstamos de bajos intereses de KfW (Banco de Desarrollo Alemán) a nivel federal, existen varios programas de subsidios de los gobiernos regionales en los distintos estados alemanes.</p> <p>¿A qué agencias que manejan subsidios debo escribir?</p> <p>¿Qué requisitos debo cumplir cuando solicito o requiero un subsidio gubernamental?</p> <p>¿Qué plazos debo cumplir?</p> <p>¿Qué documentos debo presentar?</p>
Financiamiento	<p>Se debe calcular la posibilidad de financiamiento externo. Hay que obtener el consejo financiero que ofrecen los bancos. Las estrategias financieras deberían estar sujetas a un examen minucioso respecto de la situación en que se encuentra el fundo agrícola. Se debe comparar propuestas de financiamientos.</p>
Metas del Paso 8:	<ul style="list-style-type: none"> - Preparación de un análisis de rentabilidad, teniendo en cuenta la evaluación de otras ventajas (por ejemplo, colores, capacidad de fluir del lodo líquido del biogás, etc.) <p>Consecuencia: posibles contactos con fundos agrícolas (vecinos) para:</p> <ul style="list-style-type: none"> - proveerse de sustratos adicionales - establecer una comunidad de operadores <p>→ Nuevo análisis de rentabilidad como base para la toma de decisiones</p>

11.4 Referencias

- [11-1] Görisch, U.; Helm, M.: Biogasanlagen; Ulmer Verlag, 2006
- [11-2] FNR (eds.): Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen, 2009
- [11-3] Müller-Langer, F.: Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem, FNR, 2009
- [11-4] BMU: Nutzung von Biomasse in Kommunen – Ein Leitfaden, 2003
- [11-5] AGFW Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. bei der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (eds.): Wärmemessung und Wärmeabrechnung. VWEW-Verlag, Frankfurt a. Main 1991
- [11-6] Technische Information 4, Sicherheitsregeln für Biogasanlagen; Bundesverband der landw. Berufsgenossenschaften e.V.; Kassel 2008
- BImSchG: Ley sobre la Prevención de Efectos Adversos en el Medio Ambiente provocados por la Contaminación del Aire, Ruido, Vibraciones y Fenómenos Similares (Ley de Control de la Contaminación: Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG)
- BioabfallV: Ordenanza sobre la Utilización de Bio-residuos en Terrenos con Propósitos Agrícolas, Silvícolas y Hortícolas (Ordenanza sobre Bio-residuos: Bioabfallverordnung – BioAbfV)
- BiomasseV: Ordenanza sobre la Generación de Electricidad proveniente de la Biomasa (Ordenanza sobre Biomasa: Biomasseverordnung – BiomasseV)
- DIN EN ISO 10628: Diagramas de flujo para plantas de procesamiento - Reglas generales (ISO 10628:1997); versión en alemán EN ISO 10628:2000
- Düngegesetz (DünG): Ley de Fertilizantes
- Düngemittelverordnung: Ordenanza sobre el Mercadeo de Fertilizantes, Aditivos para suelos, Medios para cultivo y aditivos para el Crecimiento de las plantas (Ordenanza sobre Fertilizantes: Düngemittelverordnung – DüMV)
- Düngeverordnung: Ordenanza sobre el Mercadeo de Fertilizantes, Aditivos para suelos, Medios para cultivo y aditivos para el Crecimiento de las plantas de acuerdo con los Principios de Buenas Prácticas de Fertilización Profesional (Ordenanza sobre la Aplicación de Fertilizante: Düngeverordnung – DüV)
- Directiva UE 1774: Lineamientos sobre la Aplicación del Nuevo Reglamento (CE) No. 1774/2002 sobre sub-productos animales
- Landesabfallgesetz: Reglamentos Regionales de los Estados Alemanes sobre la Recolección y Reciclaje de Residuos Orgánicos (Ley Estadual de Disposición de Residuos)
- Landeswassergesetz: Reglamentos Regionales de los Estados Alemanes sobre la Ley de Recursos Hídricos (Ley Estadual del Agua: Landeswassergesetz – LWG)
- TA Lärm: Instrucciones Técnicas sobre la Reducción de Ruidos (Sexto Reglamento Administrativo General sobre la Ley de Control de la Contaminación)
- TA Luft: Instrucciones Técnicas sobre el Control de la Calidad del Aire-TA Luft (Primer Reglamento Administrativo General sobre la Ley de Control de la Contaminación)
- UVPG: Ley de Evaluación del Impacto Ambiental
- VOB: Procedimientos alemanes para los contratos de construcción (Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen)
- Reglamento CE No. 1774/2002: Reglamento del Parlamento Europeo y Consejo Europeo del 3 de octubre de 2002 que establece las reglas de salud concernientes a los sub-productos animales no destinados a consumo humano.
- Wasserhaushaltsgesetz: Ley de Gestión del Agua (Wasserhaushaltsgesetz – WHG)



Importancia del biogás como fuente de energía renovable en Alemania

Desde hace más de 30 años, el debate sobre la política de energía y la política ambiental en Alemania ha estado impulsado en gran medida por los impactos sobre el medio ambiente relacionados con la energía. Los esfuerzos sustanciales en Alemania para hacer avanzar las formas de la energía renovable han llevado a una reducción significativa de las emisiones de gases perjudiciales al clima. Una contribución importante en este sentido ha sido el suministro y utilización de biogás, especialmente para la generación de electricidad.

Desde que la Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG) entró en vigencia en el año 2000, la tasa de producción y utilización del biogás se ha elevado abruptamente, especialmente en la agricultura. En el pasado, ésta fue una tendencia que apoyaron el programa de incentivos de mercado del gobierno alemán (MAP) y varios programas de promoción de la inversión en los estados federados. La reforma de la EEG en 2004 desempeñó un importante rol en la aceleración de la construcción de plantas de biogás. Hizo el uso de los cultivos energéticos para el suministro de biogás una propuesta económicamente atractiva, que ha llevado, entre otras cosas, a la situación presente, en la cual ya se ha desarrollado un potencial considerable de producción y utilización de biogás. No obstante, todavía hay un potencial apreciable para que se explote corrientes de material orgánico para la producción de biogás. Así las condiciones están dadas para ofrecer la perspectiva de una rápida expansión adicional de la producción y utilización de biogás.

12.1 Producción de biogás como opción para generar energía de la biomasa

El término 'biomasa' se refiere a materia de origen orgánico que se puede utilizar para suministrar energía.

La biomasa incluye la fitomasa y la zoomasa (plantas y animales, respectivamente) que viven en la naturaleza y los productos residuales que generan (por ejemplo, excremento). Otra materia y desperdicios orgánicos residuales, como la paja y los residuos de los camales, también se clasifican como biomasa.

La biomasa se subdivide generalmente en cultivos energéticos, residuos de cosechas, sub-productos y residuos orgánicos. El Capítulo 4 'Descripción de sustratos seleccionados' proporciona más detalles. Estas corrientes de materiales tienen que ponerse primero en condiciones que permitan la recuperación de energía. De lejos, en la mayoría de los casos esto requiere un proceso de transporte. En muchas instancias, la biomasa tiene que sufrir procesamiento mecánico antes de que se pueda recuperar la energía que contiene. A menudo también es necesario el almacenamiento para que los productos de la biomasa respondan a la demanda de energía (Figura 12.1).

A partir de biomasa se puede obtener calor, energía (electricidad) y / o combustible. Se puede utilizar varias tecnologías para este propósito. Una de éstas es la combustión directa en plantas apropiadas de combustión, algunas de las cuales permiten la co-generación de calor y energía. Sin embargo, el suministro exclusivo de calor proveniente de fuentes de bio-energía sólida es la aplicación más típica para generar energía final / útil de la biomasa.

Adicionalmente, existen muchas otras técnicas y métodos que se pueden utilizar para hacer que la biomasa esté disponible para satisfacer la demanda de energía final / útil (Figura 12.1). Es común al respecto distinguir entre los procesos conversión termo-químicos, físico-químicos y bio-químicos. La generación de biogás (digestión anaeróbica de sustratos para formar biogás) es una de las opciones posibles entre los procesos de conversión bioquímicos.

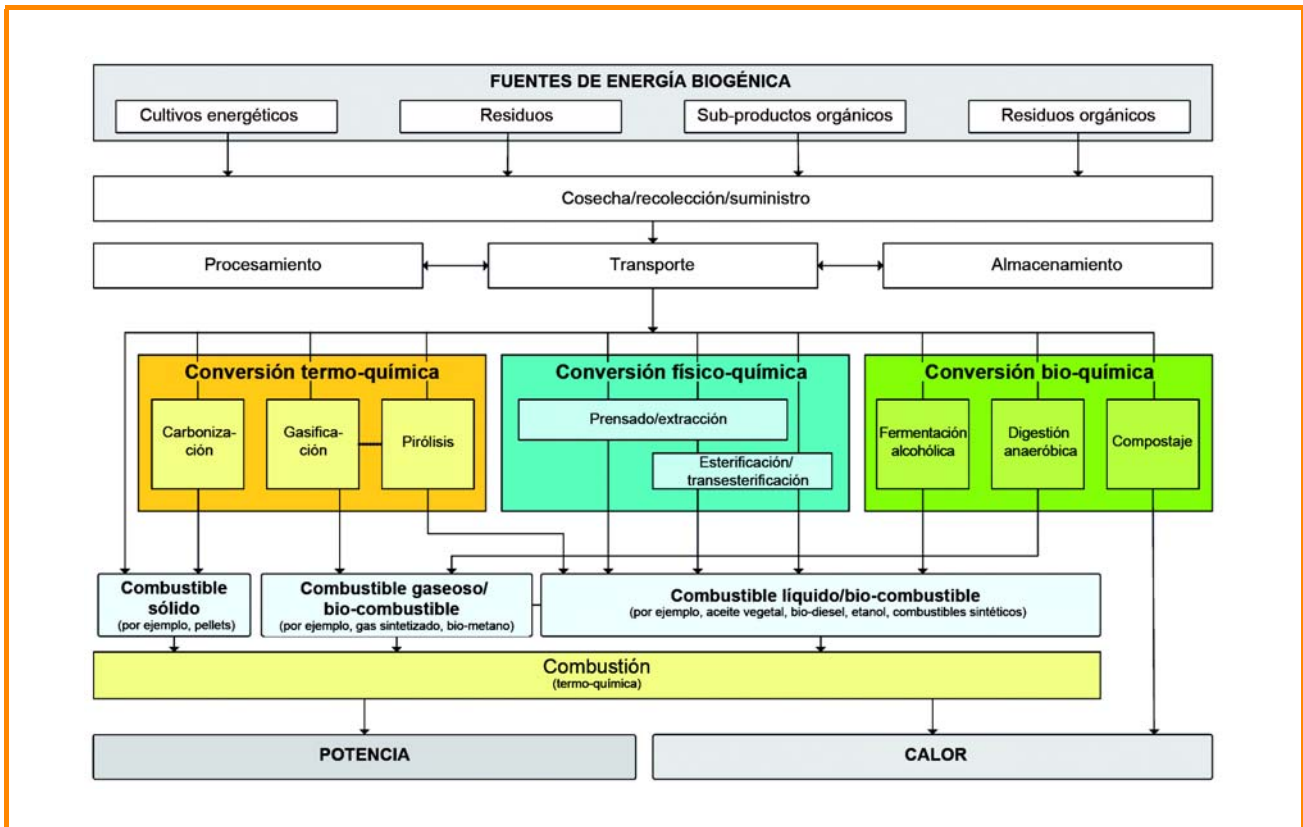


Figura 12.1: Opciones para utilizar biomasa para el suministro de energía final / energía útil

12.2 Rol ecológico y sostenibilidad de la producción y utilización de biogás

Actualmente se está llevando a cabo muchos proyectos de investigación y evaluación del rol ecológico de la producción y utilización del biogás. Los resultados de algunos de estos proyectos ya están disponibles. Se puede decir en general que la sostenibilidad depende principalmente de la elección de sustratos, la calidad (eficiencia y emisiones) de la tecnología de la planta y la eficiencia del uso del biogás.

En lo que respecta al insumo de sustratos, el material de alimentación que no causa gasto adicional debe considerarse a menudo como ecológicamente beneficioso. Es por esto que se debería fomentar el uso de dichos sustratos para la generación de biogás. Por ejemplo, la utilización de bosta en el proceso de biogás no sólo utiliza de manera significativa cantidades inmediatamente disponibles de sustrato, sino que también evita las emisiones que causaría el almacenamiento convencional de bosta. Por lo tanto, se debe dar preferencia particular a las mezclas de materiales residuales y desperdicios (por ejemplo, excremento, residuos de la industria alimentaria), por encima de los cultivos

energéticos dedicados que se produzcan específicamente para este propósito. Sin embargo, en términos ecológicos, los residuos y los desperdicios también pueden servir como un suplemento muy beneficioso para la digestión de los cultivos energéticos.

Con respecto a la tecnología de la planta, se debe dar gran importancia a evitar emisiones y a lograr altos niveles de eficiencia, es decir, a asegurar que se digiere una gran proporción de biomasa. Si bien dicho objetivo puede requerir tomar medidas estructurales y de diseño en el momento de la inversión inicial, también se debe prestar atención a la manera en la que se opera la planta de biogás. Se puede hacer lecturas y análisis detallados posteriores, por ejemplo, a partir de los informes emitidos como parte del proyectos IFEU destinado a optimizar la expansión sostenible de la generación y utilización de biogás en Alemania [12-1].

Los conceptos sobre la utilización de biogás que son más beneficiosos son los que convierten la mayor cantidad posible de energía contenida en el biogás y que, por encima de todo, actúan como sustitutos para las fuentes de energía que causan altas emisiones equivalentes de CO₂, como el carbón y el petróleo. Por lo tanto, en general, los conceptos que incluyen la

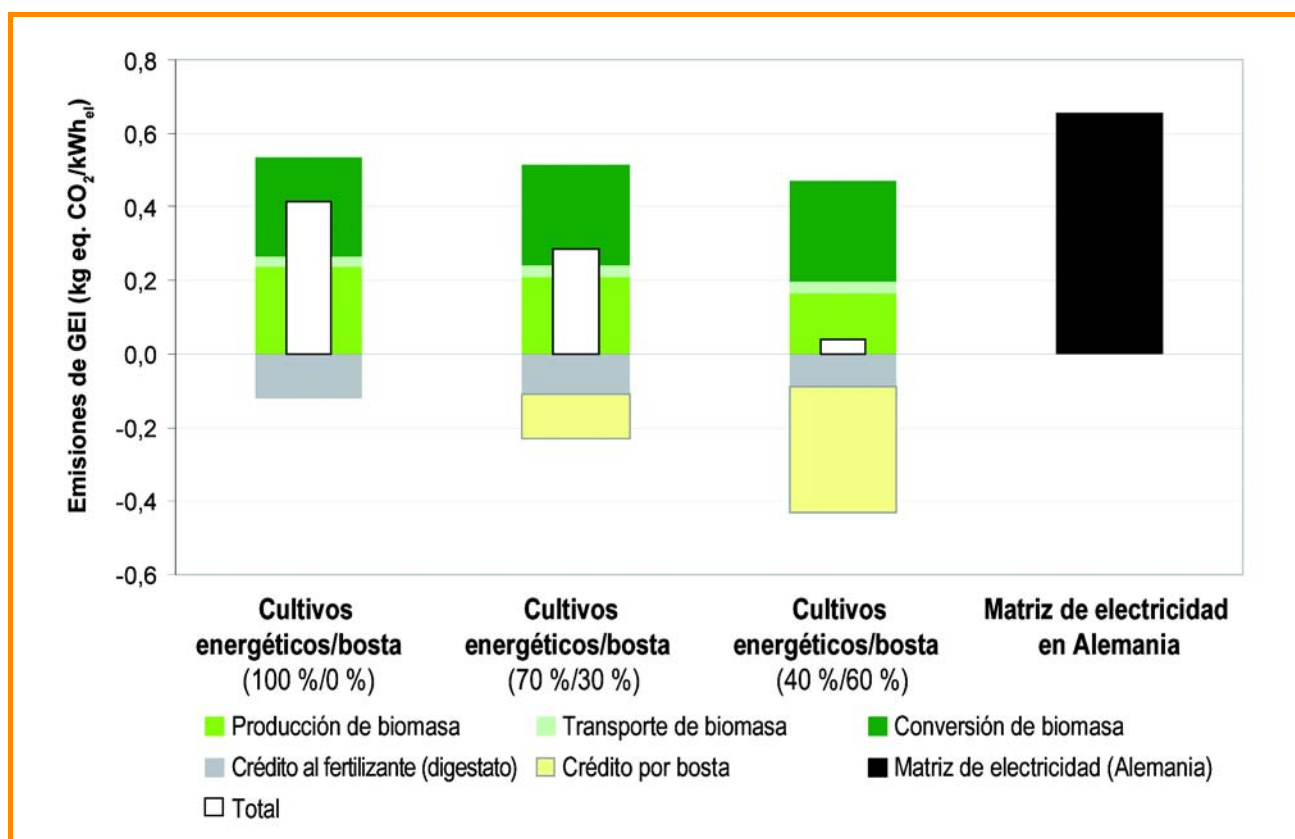


Figura 12.2: Emisiones de gas de efecto invernadero (kg CO₂ equivalente d/kWh_{el}) provenientes de las plantas de biogás modelo comparadas con mezclas de electricidad en Alemania [12-5]

co-generación de calor y energía, con el máximo uso posible del calor disponible, son más ventajosos que otras opciones de utilización. En la mayor medida posible, la recuperación del calor debería reemplazar los combustibles fósiles como fuente de generación de calor. Especialmente en el caso de plantas de biogás relativamente grandes, esto puede no ser posible debido, por ejemplo, a que la planta no está bien situada conveniente. En dichos casos, una opción para reducir el impacto ambiental es mejorar el biogás hasta obtener una calidad de gas natural y alimentarlo a una ubicación en donde haya demanda de calor durante todo el año y donde pueda ocurrir la conversión.

La Figura 12.2, como ejemplo, contrasta las emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) de la generación de energía del biogás en varias plantas de biogás con las emisiones de gas de efecto invernadero de la matriz de energía de Alemania (2005) [12-5]. Las plantas en este cálculo son plantas modelo de biogás, que presumiblemente utilizan ya sea sólo cultivos energéticos o una mezcla de cultivos energéticos y bosta como material de alimentación para producir el biogás. Las emisiones de GEI se proporcionan en kilogramos de dióxido de carbono equivalente por kilowatt-hora de electricidad generada. El cultivo de

plantas que producen energía normalmente se asocia con emisiones adicionales relevantes al clima (como el óxido nítrico o el amoníaco), mientras que, allí donde se usa bosta para la recuperación de energía en las plantas de biogás, también se evita emisiones que pueden tomarse en cuenta. Por lo tanto, se debe dar preferencia a explotar el potencial económico que puede surgir del aprovechamiento del excremento animal y de la materia residual de plantas de fuentes agrícolas. Gracias a los créditos para emisiones que se evitan como resultado de digerir la bosta en oposición a almacenar bosta no tratada, las emisiones de gas de efecto invernadero declinan en la matriz de energía en Alemania a medida que se incrementa la proporción de bosta en el material de alimentación. De la misma manera, se reduce los gases de efecto invernadero en comparación con el almacenamiento convencional de bosta (sin que se utilice en una planta de biogás, la bosta también tiene un efecto que estabiliza el proceso) [12-1]. Como digestato puede utilizarse en tanto sustituto de fertilizante mineral, y así califica para créditos a los fertilizantes, lo que tiene un impacto igualmente positivo en el balance de gases de efecto invernadero.

Los resultados muestran que las emisiones de gas de efecto invernadero pueden evitarse produciendo energía a partir de biogás como sustituto a las fuentes convencionales de energía (en Alemania, éstas son principalmente energía nuclear y energía de carbón o lignito). Sin embargo, primero que nada, ello depende de cómo se administra la planta de biogás.

En lo que respecta a una evaluación de los datos calculados como parte de un balance ecológico, también debe afirmarse que los datos de entrada para los cálculos a menudo están sujetos a un alto grado de incertidumbre y, en consecuencia, no son directamente válidos para una aplicación práctica específica. Adicionalmente, en la mayoría de los casos no sólo son cruciales las cifras absolutas, sino que usualmente es necesario comparar las diferencias entre varias opciones para producción y utilización de biogás para poder realizar la evaluación. Actualmente se realiza mediciones en las plantas modernas de biogás para mejorar significativamente el inventario subyacente de datos, con la consecuencia de que en el futuro la confiabilidad de dicha estadística será considerablemente mayor.

12.3 Condición actual de la producción y utilización en Alemania

Esta sección se refiere a la condición de la producción y utilización de biogás en Alemania a marzo de 2010. Las descripciones se relacionan con plantas de biogás y no incluyen rellenos sanitarios ni plantas de gas de desagüe.

12.3.1 Número y capacidad de las plantas

El número de las plantas de biogás en Alemania ha crecido continuamente desde que entró en vigencia la Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG). En consecuencia, esta Ley debería verse como un instrumento exitoso para el sector de biogás. Sobre todo ha contribuido a esta tendencia positiva la creación de un marco confiable a largo plazo. La reforma de la EEG en 2004 fue particularmente significativa pues se incluyó en la ley la promoción del uso de cultivos energéticos en plantas de biogás. Figura 12.3 La Figura 12.3 ilustra que el número de plantas ha crecido notablemente desde 2004, al igual que la capacidad eléctrica promedio instalada de cada planta. El mayor uso de los cultivos energéticos ha abierto la vía para este incremento en la capacidad promedio de las plantas de biogás. A finales de 2008, la capacidad promedio

de una planta de biogás era aproximadamente de 350 kW_{el} (como comparación, la cifra para 2004 fue de 123 kW_{el} [12-3]). Para finales de 2009, la capacidad promedio de una planta en Alemania se había elevado a 379 kW_{el} [12-7]. En contraste con plantas de antes de la reforma de la EEG en el 2009, las plantas construidas recién en 2009 estaban en el orden de < 500 kW_{el}. La mayoría de plantas nuevas están en un rango de capacidad entre 190 y 380 kW_{el}.

A finales de 2009, había alrededor de 4.900 plantas de biogás con una capacidad eléctrica instalada de aproximadamente 1.850 MW_{el}. En comparación con la tasa de construcción más bien lenta de nuevas plantas de biogás en 2008, las nuevas construcciones se dispararon en 2009, sumando unas 900 nuevas plantas con una capacidad instalada de alrededor de 415 MW_{el}. Esto se puede atribuir en gran medida a la reforma de la EEG en 2009 y a las tasas significativamente mejores de remuneración para electricidad generada a partir de biogás. Consecuentemente, la tendencia observable es muy similar a la que siguió a la reforma de la EEG en 2004. La cantidad potencial de energía generada proveniente de biogás en 2009 se estima aproximadamente en 13,2 TW por hora_{el}¹ [12-3]. Concediendo que la construcción de nuevas plantas en 2009 se distribuyó a lo largo del año, el nivel real de generación de energía a partir de biogás probablemente es menor, y sería razonable asumir una producción de aproximadamente 11,7 TWh_{el}² [12-3]. Esto es equivalente a aproximadamente 2% de la generación total de energía bruta en Alemania que, de acuerdo con estimados provisionales, llegó a 594,3 TW por hora_{el} [12-2] en 2009.

La Tabla 12.1 presenta el número de planta de biogás en operación en cada uno de los estados federados y en Alemania en conjunto a finales de 2009, así como la capacidad eléctrica instalada total y la capacidad promedio por planta. Los datos se originan en un estudio de los ministerios de agricultura y / o medio ambiente, las cámaras de agricultura y los institutos de investigación agrícola de los respectivos estados.

El alto promedio de capacidad eléctrica de las plantas de Hamburgo se atribuye a la planta de bio-residuos instalada en esa localidad con una capacidad de 1 MW_{el}. No se registró plantas de biogás para

1. Generación potencial de energía en base a un promedio de 7.500 horas de carga completa por año, sin tener en cuenta la fecha de puesta en marcha de nuevas plantas.
2. Para estimar la cantidad real de energía generada a partir del biogás, se asumió los siguientes supuestos: 7.000 horas de carga completa para plantas en operación antes del final de 2008; 5.000 horas de carga completa para plantas nuevas en la primera mitad de 2009; y 1.600 horas de carga completa para nuevas plantas en la segunda mitad de 2009.

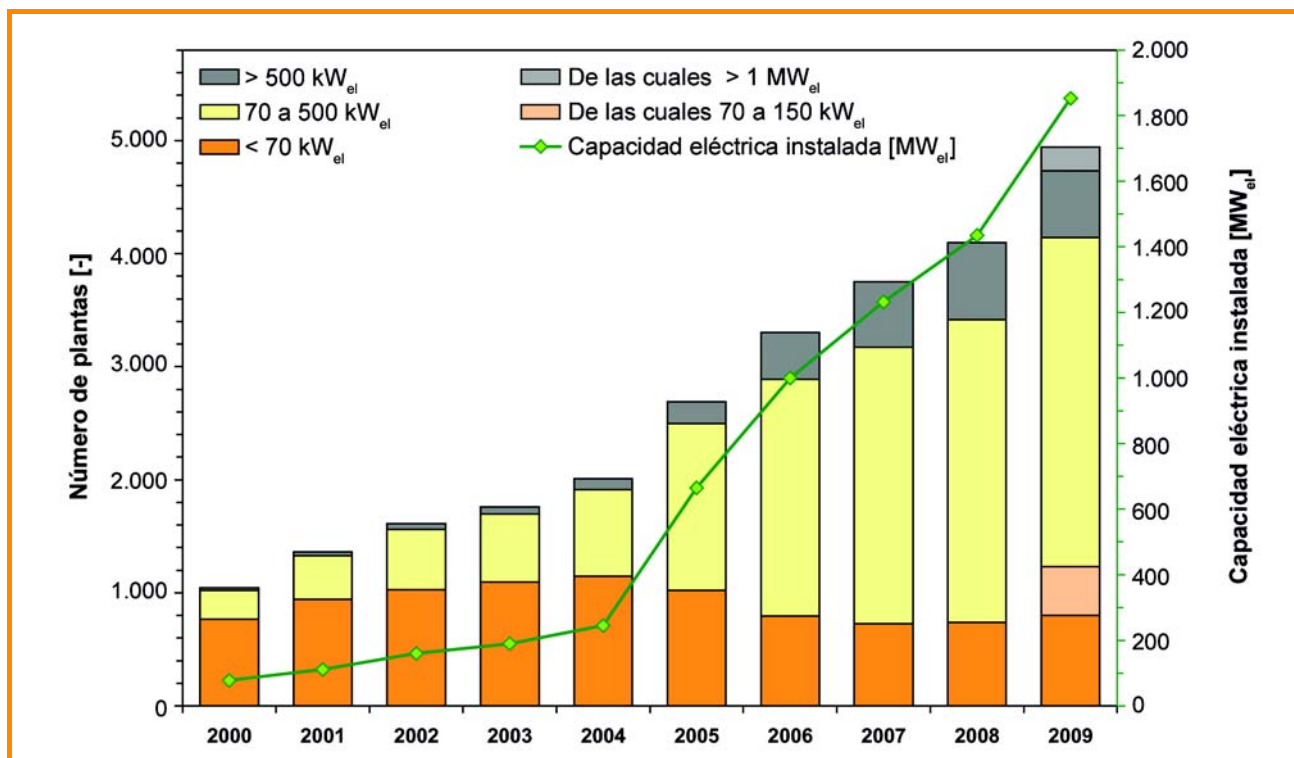


Figura 12.3: Crecimiento en la construcción de plantas de biogás en Alemania hasta 2009 (número de plantas diferenciadas por clase de capacidad y capacidad eléctrica instalada de las plantas en MW_{el}) [12-3]

Tabla 12.1: Distribución regional de plantas de biogás en operación en Alemania en 2009 y capacidad eléctrica instalada de las plantas (encuesta a institucionales estatales realizada en 2010) [12-3]

Estado federado	Número de plantas de biogás en operación [unidades]	Capacidad instalada total [MW _{el}]	Capacidad promedio por planta [kW _{el}]
Baden-Wurtemberg	612	161,8	264
Bavaria	1.691	424,1	251
Berlín	0	0	0
Brandenburgo	176	112,0	636
Bremen	0	0	0
Hamburgo	1	1,0	1.000
Hesse	97	34,0	351
Mecklemburgo - Pomerania Occidental ^a	156 (215)	116,9	544
Baja Sajonia	900	465,0	517
Renania del Norte - Westfalia	329	126,0	379
Renania - Palatinado	98	38,5	393
Sarre	9	3,5	414
Sajonia	167	64,8	388
Sajonia - Anhalt	178	113,1	635
Schleswig - Holstein	275	125,0	454
Turingia	140	70,3	464
Total	4.888	1.853	379

a. Número de sitios operativos, con parques de plantas que se combinan y cuentan como un solo sitio debido a una metodología modificada de recolección de datos. La cifra en paréntesis es el número estimado de plantas de biogás.

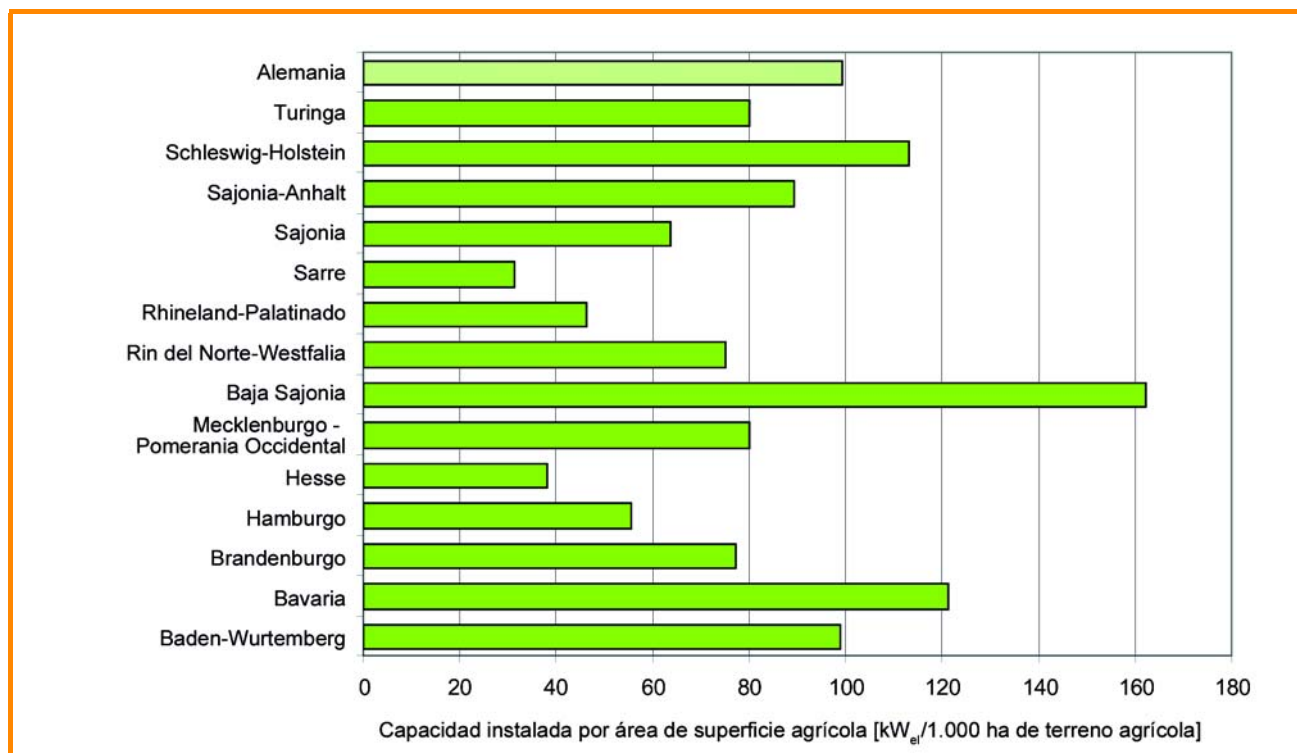


Figura 12.4: Capacidad eléctrica instalada en relación con el área de terreno agrícola [$\text{kW}_{\text{el}}/\text{1.000 de terreno agrícola}$] en los estados federados alemanes (según los datos de [12-3], [12-6])

los estados de las ciudades de Berlín y Bremen, aparte de plantas de tratamiento de aguas servidas con utilización del gas que generan.

La Figura 12.4 muestra la capacidad eléctrica instalada en relación con el área de terreno agrícola [$\text{kW}_{\text{el}}/\text{1.000 ha}$] en cada estado federado.

Adicionalmente, a finales de 2009, había unas 31 plantas en operación que alimentaban biogás a la red de gas natural con una capacidad de gas instalada que totalizaba aproximadamente 200 MW. El nivel real de inyección de gas a la red de gas natural en 2009 se estimó en aproximadamente 1,24 TW por hora, debido a que se tenía que tener en cuenta las distintas fechas de puesta en marcha y grados de utilización de la capacidad en distintas plantas. Más aún, en algunos sitios de plantas, en vez de que se alimente el biogás en la red de gas natural, se convierte en electricidad in situ, mientras que en una planta el biogás se usaba directamente como combustible para vehículos. Se espera que se ponga en marcha más plantas que alimentan biogás.

12.3.2 Uso y tendencias del biogás

La reforma de la EEG en 2009 introdujo incentivos significativos para la expansión de capacidad de produc-

ción de biogás. Dada a estructura tarifaria establecida en la EEG, se espera que haya nuevamente una tendencia más fuerte hacia plantas de biogás relativamente pequeñas ($< 150 \text{ kW}_{\text{el}}$), aunque también se continuará con la construcción de nuevas plantas de biogás más grandes. La generación de electricidad de biogás / bio-metano luego de la transmisión a través de la red de gas natural seguirá siendo una prioridad clave.

En plantas de biogás en donde se prevé generar energía eléctrica, se está haciendo más importante en términos de la eficiencia energética y de la rentabilidad económica utilizar el calor proveniente de las unidades de CHP de manera práctica, si es posible sin desperdicio. Salvo que exista un sumidero de calor potencial en la vecindad inmediata de la planta, la unidad de CHP se puede instalar cerca de donde se utilizará el calor. La unidad de CHP puede ya sea alimentarse por medio de la red de gas natural con biogás que mejorado hasta alcanzar calidad de gas natural (incluyendo la remoción de dióxido de carbono), o alimentarse con biogás deshidratado y desulfurado por micro-redes de gas.

Probablemente se generalizará el mejoramiento del biogás hasta alcanzar calidad de gas natural para inyectarlo en una red. Aparte de la generación de energía, también se podrá usar el bio-metano disponible para suministrar calor y combustible para vehículos a

motor. Esta flexibilidad de uso potencial es una ventaja importante para el bio-metano respecto de otras fuentes de energía. En lo que se refiere al suministro de calor (aparte de pequeñas plantas de tratamiento de agua residual donde se usa el biogás en procesos industriales para proveer calor de procesos), los desarrollos futuros dependerán en gran medida de la voluntad de los clientes de comprar bio-metano, que es ligeramente más caro que el gas natural y de cualquier cambio futuro del marco legal. Con respecto a la utilización como combustible vehicular, las tendencias futuras están relacionadas con un esfuerzo de la industria de gas alemana para sustituir el 10% del gas natural vendido como combustible para vehículos con bio-metano para el año 2010, y esta cifra se elevaría al 20% desde el 2020 en adelante.

12.3.3 Sustratos

En Alemania, la mayoría de los sustratos de base utilizados actualmente –en términos de masa de sustrato– comprenden excremento y cultivos de biomasa dedicados. Esto resulta de la encuesta del año 2009 entre operadores sobre el uso de insumo de sustrato basado en masa (masa fresca) en plantas de biogás. El resultado se basa en las respuestas proporcionadas en 420 cuestionarios y se muestran en la Figura 12.5 [12-3]. De acuerdo con esta encuesta, en términos de masa, el 43% del sustrato es excremento y el 41% son cultivos energéticos, mientras que la proporción de bio-residuos es aproximadamente 10%. Debido a distintas regulaciones vigentes en Alemania, los bio-combustibles se tratan sobre todo en plantas de digestión especializadas en residuos. Con alrededor del 6%, los residuos industriales y agrícolas constituyen la proporción más pequeña de los sustratos utilizados. El uso de los residuos agrícolas no se ha elevado tal como se esperaba, a pesar de que las nuevas disposiciones en la EEG de 2009 establecen que se puede suministrar algunos residuos agrícolas seleccionados (confrontar EEG de 2009, Anexo 2, Sección V) a plantas de biogás sin que esto cause la pérdida del bono de los cultivos energéticos.

En términos del contenido energético, los cultivos energéticos son actualmente el tipo dominante de sustrato en Alemania. Esto hace que Alemania sea uno de los países europeos que obtienen más producción energética primaria de biogás de fuentes (como plantas agrícolas distribuidas) que no producen gas a partir de rellenos sanitarios ni desagües [12-4] (tomando 2007 como año de referencia).

El uso de los cultivos energéticos como un sustrato es una práctica común en 91% de todas las plantas de biogás agrícolas [12-3]. En términos de volumen, el maíz de ensilaje domina el mercado entre los cultivos energéticos (ver también Figura 12.6), aunque casi todas las plantas de biogás utilizan varios cultivos energéticos diferentes al mismo tiempo, incluyendo, por ejemplo, ensilaje de cereal de todo el cultivo, ensilaje de pasto o granos cerealeros.

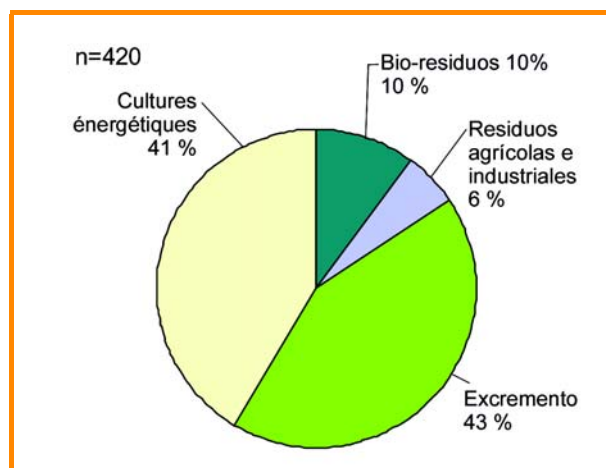


Figura 12.5: Insumo de sustrato basado en masa en plantas de biogás (encuesta a operadores 2009) [12-3]

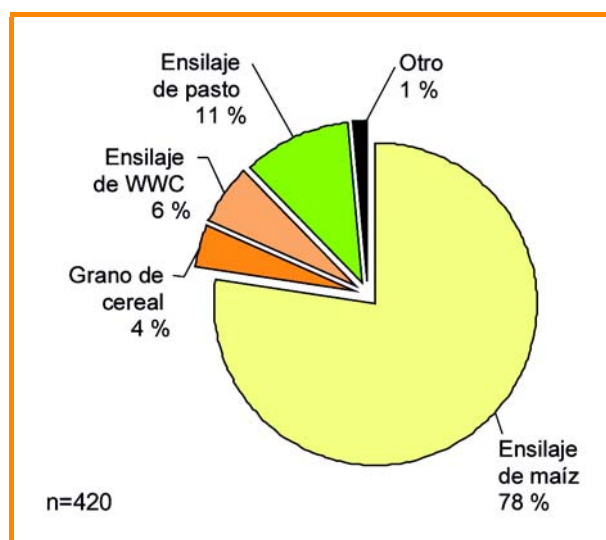


Figura 12.6: Uso de cultivos energéticos basados en masa como sustrato en plantas de biogás (encuesta a operadores 2009) [12-3]

Desde 2004 es cada vez más frecuente que las plantas funcionen exclusivamente con cultivos energéticos sin excremento ni otros co-sustratos. Gracias al uso de ayudas para la digestión, como las mezclas de oligo-

elementos, ahora es posible mantener una operación microbiológicamente estable.

En el Capítulo 4 se proporciona detalles de los distintos sustratos, Descripción de sustratos seleccionados.

12.4 Potencial

La determinación del potencial presente para la producción de biogás y el pronóstico de la producción futura depende de una serie de factores. En el sector agrícola, los factores que determinan el potencial incluyen las condiciones económicas generales prevalentes, la estructura de los cultivos y la situación alimentaria mundial. Existen muchas áreas diferentes que compiten por biomasa proveniente de la agricultura, que van desde la producción de alimentos (incluyendo alimentos para animales) hasta la utilización para la producción de materiales o la generación de energía, la cual, a su vez, tiene varias vías de conversión que compiten entre sí. De manera similar, se dispone de una amplia variedad de vías de utilización del material o rutas de recuperación de energía para residuos de la agricultura, de las autoridades municipales y de la industria. En consecuencia, los pronósticos probablemente difieran sustancialmente, dependiendo de los supuestos en que se basen.

12.4.1 Potencial técnico de la energía primaria

Se puede producir biogás a partir de una amplia gama de diferentes flujos de materiales. Por lo tanto, esta sección examina los potenciales técnicos de la energía primaria de varias corrientes materiales en consideración así como los potenciales de degeneración técnica correspondiente (suministro de energía y / o calor) y potenciales de energía final¹ (es decir, la energía final disponible para uso en el sistema de energía) con referencia a las distintas fracciones potencialmente utilizables de biomasa. Los sustratos se han dividido en los siguientes grupos:

- residuos municipales
- residuos industriales
- residuos de cosecha y excremento
- cultivos energéticos: cultivados en un área de aproximadamente 0,55 millones de hectáreas en Alemania (2007) para la producción de biogás, como potencial mínimo
- cultivos energéticos: cultivados en un área total de 1,15 millones de hectáreas en Alemania (2007) / 1,6

millones de hectáreas (2020) para producción de biogás, como potencial máximo.

El potencial técnico de energía primaria en Alemania para biogás proveniente de los residuos municipales y de residuos industriales se calcula en 47 PJ/a y 13 PJ/a respectivamente (Figura 12.7). De lejos, el mayor potencial en el presente y de acuerdo con los pronósticos actuales también en el futuro debe encontrarse en el sector agrícola (incluyendo residuos de cosecha y excremento), a pesar de que la tendencia prevista es de un ligero declive de 114 PJ/a en 2007 a 105 PJ/a en 2020. Existen variaciones significativamente más amplias del potencial de biogás en áreas utilizadas para cultivos de biomasa dedicados, ya que la superficie disponible para producir cultivos energéticos puede competir con otras opciones de utilización (relacionadas a la energía). Por lo tanto, se muestra tanto una cifra mínima como una máxima para el potencial de biogás proveniente de los cultivos energéticos.

En 2007, en Alemania, el potencial técnico de energía primaria de cultivos energéticos producidos exclusivamente para la producción de energía fue aproximadamente 86 PJ/a, con un área sembrada de alrededor de 0,55 millones de hectáreas solamente para producción de biogás.² Si se asume que se dispone de un máximo de 1,15 millones de hectáreas para producción de biogás, este potencial se eleva en 102 PJ/a para 2007.

Asumiendo que en 2020 haya aproximadamente 1,6 millones de hectáreas de área de cultivo disponible para su utilización en biogás y que haya un incremento anual del 2%, se puede esperar que el potencial técnico de energía primaria de cultivos de biomasa

1. El potencial técnico de una fuente de energía renovable es la proporción del potencial teórico del que se dispone para su utilización luego de que se haya establecido una provisión para la restricción técnica existente. Además, generalmente es necesario tener en cuenta las restricciones estructurales y ecológicas (por ejemplo, las reservas o áreas naturales designadas para la conformación de redes planificadas de biotopos en Alemania) y los requisitos legales (por ejemplo, si los residuos orgánicos que plantean potenciales preocupaciones de salud se pueden usar en las plantas de biogás), porque, a la larga, estas restricciones a menudo son imposibles de superar, de manera similar a las restricciones (exclusivamente) técnicas. Con respecto a la cantidad de referencia para la energía, se puede hacer una distinción entre las siguientes:
 - potencial técnico de energía primaria (por ejemplo, la biomasa disponible para la producción de biogás),
 - potencial técnico de producción (por ejemplo, biogás en el producto de una planta de biogás),
 - potencial técnico de energía final (por ejemplo, energía eléctrica de plantas de biogás en el usuario final) y
 - potencial técnico de energía final (por ejemplo, energía del aire caliente de un secador de pelo energizado por energía eléctrica proveniente de una planta de biogás).
2. En aras de la simplicidad, el cálculo del potencial de biogás para cultivos energéticos asume que se planta maíz en el suelo. En la práctica, se utiliza una mezcla de cultivos energéticos en las plantas de biogás (ver Capítulo 12.3.3); la proporción de maíz en el material de cultivos energéticos para alimentar las plantas de biogás es de aproximadamente 80% (de la masa fresca).

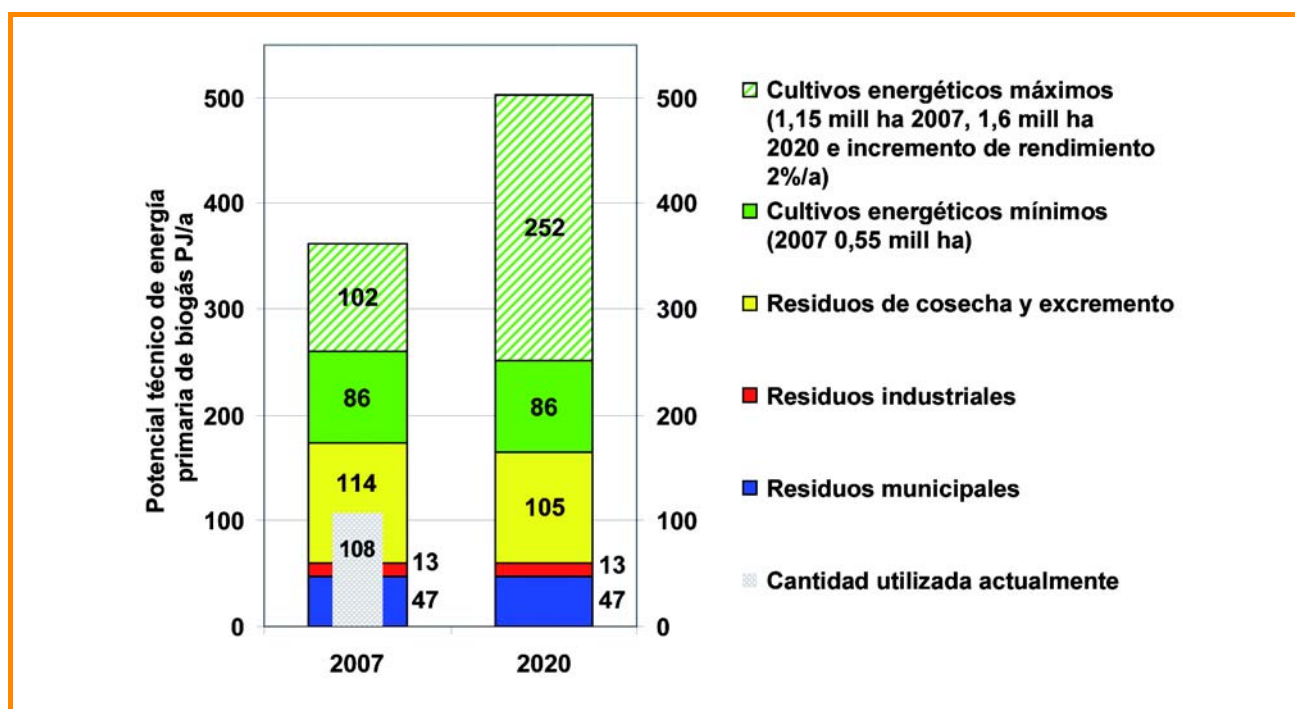


Figura 12.7: Potencial técnico de la energía primaria respecto del biogás en Alemania en 2007 y 2020.

dedicados a la producción de biogás sea en total 338 PJ/a.

Con respecto a cuánto del potencial de biogás se utiliza realmente, se asume que se utilizó 108 PJ aproximadamente para la producción de biogás en 2007. Esto es equivalente a aproximadamente 42% del potencial de biogás previsto basado en uso mínimo de cultivos energéticos (0,55 millones de hectáreas) y a aproximadamente 30% basado en un uso máximo de cultivos energéticos (1,15 millones de hectáreas).

12.4.2 Potencial técnico de la energía final

Los potenciales de producción descritos anteriormente se pueden convertir en calor y / o electricidad. Los potenciales de producción identificados a continuación describen el calor / energía producible sin considerar las restricciones por el lado de la demanda, así como los potenciales de energía final con consideración de restricciones por el lado de la demanda. Por lo tanto, los potenciales de energía final reflejan más exactamente la contribución de la producción y utilización de biogás para satisfacer la demanda de energía final o útil.

12.4.2.1 Generación de energía

Dada una eficiencia de conversión de alrededor de 38% para la generación de energía en motores o uni-

dades de calor y energía combinados (CHP), el potencial demostrado de producción se puede utilizar para calcular una producción potencial de electricidad y, de este modo, un potencial técnico de energía final de un máximo de 137 PJ/a para 2007. Si para el 2020 se asume una eficiencia eléctrica promedio de 40%, los estimados actuales apuntan a un potencial máximo técnico de energía final de 201 PJ/a.

12.4.2.2 Suministro de calor

Con una eficiencia de conversión del 90% para el suministro de calor solamente, para el 2007 se calcula una producción potencial de calor o potencial de energía final de 325 PJ/a. Si, por otro lado, se asume que el biogás se usa exclusivamente en unidades de CHP para co-generación de calor y energía y se asume adicionalmente que la eficiencia térmica es de 50%, el potencial técnico de energía final para el calor solamente se calcula en 181 PJ/a en 2007.

12.5 Panorama

Los potenciales técnicos para la producción de biogás en Alemania, que están en gran medida en el sector agrícola, siguen siendo considerables y de relevancia en la industria de la energía. Aunque la gran expansión de la producción y utilización de biogás en años

recientes ha llevado a una reducción significativa en los potenciales que todavía están disponibles, tan es así que la búsqueda de sitios para plantas de biogás se ha hecho más difícil en algunos casos, existe, de todos modos, todavía potencial disponible en el sector agrícola para permitir una expansión adicional del uso de biogás. La utilización de biogás como fuente de energía ha mejorado claramente en años recientes como resultado del efecto de los incentivos de la Ley de Fuentes de Energía Renovable relativas a la utilización de calor residual (CHP), en tal medida que hoy en día, además de la energía eléctrica, más de una tercera parte de la energía calorífica disponible contribuye a la sustitución de fuentes de energía fósiles. En particular, ahora es raro construir una nueva planta sin que tenga un concepto integral de utilización de calor. No obstante, las plantas más antiguas todavía tienen un potencial relevante de calor residual no utilizado; se debería hacer esfuerzos en el futuro para explotar este potencial.

La tecnología de planta utilizada para aprovechar estos potenciales ha alcanzado ahora un estándar muy alto (en línea con los mayores requisitos impuestos por las autoridades regulatorias) que a menudo soporta la comparación con plantas industriales en otros sectores. Las plantas se han hecho significativamente más confiables y seguras de operar. Los informes regulares en la prensa sobre accidentes en plantas de biogás pueden atribuirse más probablemente al hecho de que ahora hay un gran número de plantas de biogás en Alemania y a que algunas de ellas no han sido construidas de acuerdo con los requisitos usuales, y no porque esto tenga algo que ver con la calidad de la planta promedio. Todavía hay espacio para que se mejore la mayoría de los componentes del sistema. A menudo debería hacerse dichas mejoras con respecto a la eficiencia de las plantas.

Fundamentalmente la producción y utilización de biogás es preferible en términos ecológicos al uso de combustibles fósiles como medio de suministro de energía. Las ventajas son particularmente claras allí donde se puede convertir residuos y materiales de desecho en biogás sin gasto adicional. Teniendo eso en mente, se debería prestar atención especial a utilizar el biogás eficientemente y tan completamente como sea posible.

El número de plantas de biogás en operación se ha incrementado en más de cinco veces en Alemania a lo largo de los últimos diez años. La capacidad total de las plantas se elevó desde aproximadamente 45 MW_{el} en 1999 a 1.853 MW_{el} para finales de 2009, y la capacidad eléctrica promedio instalada se incrementó de 53 a 379 kW_{el}. Se puede asumir que esta tendencia continuará, aunque a una tasa algo más reducida.

Aunque es cierto que todavía hay temas de optimización que resolver, la producción y utilización de biogás es una tecnología madura y comercializable. Se puede ver como una opción muy prometedora para el aprovechamiento de fuentes de energía renovable que harán una contribución creciente a los suministros de tecnología sostenible en los años venideros, así como a una reducción en las emisiones de gases con efecto invernadero. Esta Guía tiene como fin promover esta tendencia.

12.6 Referencias

- [12-1] Vogt, R. et al.: Optimierung für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. IFEU, Heidelberg (Koordinator) und IE, Leipzig, Öko-Institut, Darmstadt, Institut für Landschaftsarchitektur und Umweltplanung, TU Berlin, S. Klinski, Berlin, sowie im Unterauftrag Peters Umweltplanung, Berlin. Proyecto de Investigación para el Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU). Informe final con volumen importante (volumen A – volumen Q), Heidelberg 2008. www.ifeu.de; www.erneuerbare-energien.de
- [12-2] AGEB - Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2008, Berlín, 01/2009
<http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=118> (as at: 4 de agosto de 2009)
- [12-3] Thrän, D. et al.: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Interim report 'Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse 2008', March 2009; Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH in cooperation with Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft on behalf of the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety; FKZ: 03MAP138; <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/36204/4593/> (as at: 4 de agosto de 2009)
- [12-4] BARÓMETRO DEL BIOGÁS – JULIO DE 2008; <http://www.eurobserv-er.org/downloads.asp> (as at: 20 de agosto de 2009)
- [12-5] Majer, S., Daniel, J.: Einfluss des Gülleanteils, der Wärmeauskopplung und der Gärrestlagerabdeckung auf die Treibhausgasbilanz von Biogasanlagen. KTBL conference 'Ökologische und ökonomische Bewertung nachwachsender Energieträger', 8/9 setiembre 2008, Aschaffenburg
- [12-6] Statistisches Bundesamt: Bodenfläche (tatsächliche Nutzung). Deutschland und Bundesländer. GENESIS-ONLINE Datenbank.
www.genesis.destatis.de/genesis/online

Glosario



alimentación de sólidos	Método de cargar sustratos no bombeables o mezclas de sustratos directamente al digestor.
almacén de gas ^[4]	Habitación o área en la que se ubica el tanque de almacenamiento de gas.
amoníaco (NH₃)	Gas nitrogenado proveniente de la degradación de compuestos que contienen nitrógeno como proteínas, urea y ácido úrico.
atmósfera potencialmente explosiva ^[4]	Área en la que puede formarse una atmósfera explosiva debido a condiciones locales y operativas.
bio-degradación ^[5]	División de materia orgánica, por ejemplo, residuos de plantas y animales, en compuestos más simples por acción de microorganismos.
biogás ^[1]	Producto gaseoso como consecuencia de la digestión, compuesto principalmente por metano y dióxido de carbono, pero que, dependiendo del sustrato, también puede contener amoníaco, sulfuro de hidrógeno, vapor de agua y otros constituyentes gaseosos o vaporizables.
calor y energía combinados (co-generación)	Conversión simultánea de energía insumo en energía eléctrica (o mecánica) y calor para usos relacionados con la energía (calor útil).
co-sustrato ^[1]	Material crudo para digestión aunque no el material crudo que es responsable del mayor porcentaje de la corriente de material a ser digerido.
comercialización	Ofrecimiento en venta, colocación en inventario o cualquier forma de distribución de productos a otros; término empleado en la Ordenanza sobre Fertilizantes (DüMV) y otros.
condensado	Biogás producido en el digestor. Se satura con vapor de agua y se debe deshidratar antes de utilizarlo en una unidad de CHP. La condensación se logra ya sea por medio de un tubo subterráneo apropiado en un separador de condensado o por secado del biogás.
contenido de materia seca (Dry matter, o DM, en inglés)	Contenido libre de humedad de una mezcla de sustancias luego del secado a 105 °C. También se conoce como contenido de sólidos totales.
contenido de sólidos volátiles (VS)	El contenido de sólidos volátiles de una sustancia es el residuo después de eliminar el contenido de agua y la materia inorgánica. Queda determinado por el secado a 105 °C y posterior conversión en cenizas a 550 °C.
cultivos energéticos ^[5]	Término colectivo para la biomasa utilizada con propósitos relacionados con la energía (no con el forraje ni el alimento). Como regla general, son materias primas agrícolas como el maíz, la remolacha, el pasto, el sorgo o centeno verde que se ensilan antes de utilizarse para propósitos energéticos.
degradabilidad anaeróbica ^[1]	Grado de conversión microbiana de sustratos o co-sustratos, generalmente expresado como potencial de generación de biogás.
desulfuración	Método físico-químico, biológico o combinado de reducir el contenido de sulfuro de hidrógeno del biogás.
digestato	Residuo sólido o líquido proveniente de la producción de biogás que contiene constituyentes orgánicos e inorgánicos.
digestor (reactor, tanque de digestión) ^[4]	Recipiente en el que se degrada microbiológicamente un sustrato y se genera biogás.
dióxido de azufre (SO₂) ^[5]	Gas de olor acre, picante e incoloro. En la atmósfera, el dióxido de azufre está sujeto a una serie de procesos de conversión que pueden dar como resultado la formación de varias sustancias incluyendo ácido sulfuroso, ácido sulfúrico, sulfitos y sulfatos.

dióxido de carbono (CO₂) ^[5]	Gas incoloro, no combustible, de olor ligeramente ácido, intrínsecamente no tóxico que conforma junto con el agua el producto final de todos los procesos de combustión; en concentraciones de 4 - 5% en el aire tiene un efecto de adormecimiento, mientras que concentraciones de 8% o más pueden causar la muerte por asfixia.
domo de gas ^[4]	Cubierta de un digestor para recolectar y extraer el biogás.
emisiones	Sustancias gaseosas, líquidas o sólidas que entran en la atmósfera proveniente de una planta o proceso técnico. También incluye el ruido, la vibración, la luz, el calor y la radiación.
ensilaje	Material de planta conservado por fermentación de ácido láctico.
fuerza de energía final ^[7]	Una fuerza de energía final es la forma de energía utilizada por el usuario final, donde la energía final es el contenido energético de la fuerza de energía final o de los flujos correspondientes de energía. Son ejemplos el petróleo para calefacción en el tanque de petróleo del usuario final, la astillas de madera antes de cargarlas en un horno, la energía eléctrica en un hogar, o la calefacción distrital en una estación de transferencia de un edificio. Se deriva de fuentes / formas de energía secundaria o a veces primaria, menos las pérdidas de conversión, las pérdidas de distribución, la energía consumida para la conversión en energía final, y el consumo no relacionado con la energía. La energía final se convierte en energía útil.
fuerza de energía primaria ^[7]	Materiales o campos de energía que no se han sometido a la conversión técnica y de los que se puede obtener energía secundaria o transportadores de energía secundaria ya sea directamente o a través de una o más etapas de conversión (por ejemplo, carbón, lignito, petróleo crudo, biomasa, energía eólica, radiación solar, energía geo-térmica).
fuerza de energía secundaria ^[7]	Fuente de energía disponible gracias a la conversión, en instalaciones técnicas, de las fuentes de energía primarias u otras fuentes o formas de energía secundarias; por ejemplo, gasolina, petróleo para calefacción, energía eléctrica. Sufren pérdidas por conversión y distribución entre otros.
grado de degradación ^[1]	La medida en que la concentración inicial de materia orgánica en el sustrato se reduce como resultado de la degradación anaeróbica.
higienización	Paso adicional de un proceso que puede requerirse para eliminar patógenos / fitopatógenos (desinfección). (ver también Ordenanza sobre Bio-residuos o Reglamento [CE] 1774/2002)
horas de carga completa	Periodo de utilización plena de la capacidad de una planta; las horas totales de uso y el factor de utilización promedio a lo largo de un año se convierten a un factor de utilización del 100%.
manejo de residuos ^[2]	De acuerdo con la Ley de Manejo de Residuos y Reciclaje de Productos (KrW-AbfG), el manejo de residuos comprende el reciclaje y disposición de residuos.
metano (CH₄) ^[8]	Gas incoloro, inodoro y no tóxico. Los productos de su combustión son el dióxido de carbono y el agua. El metano es uno de los gases de efecto invernadero más importantes y es el constituyente principal del biogás, del gas producto de tratamiento de aguas servidas, del gas de rellenos sanitarios y del gas natural. En concentraciones de 4,4 volúmenes % o más en el aire forma una mezcla de gas explosiva.
microorganismos anaeróbicos ^[3]	Microorganismos que crecen en ausencia de oxígeno; para algunos, la presencia de oxígeno puede ser letal.
óxido de nitrógeno ^[8]	Los gases monóxido de nitrógeno (NO) y dióxido de nitrógeno (NO ₂) se conocen conjuntamente como O _x (óxidos de nitrógeno). Se forman en todos los procesos de combustión como compuesto del nitrógeno y oxígeno atmosféricos, pero también como resultado de la oxidación de componentes nitrogenados contenidos en el combustible.
planta de biogás ^[4]	Planta diseñada para la producción, almacenamiento y utilización de biogás, incluyendo todo el equipo y estructuras requeridos para la operación de la planta; el gas se produce por la digestión de materia orgánica.
preparación	Paso del proceso para el tratamiento de los sustratos o digestatos (por ejemplo, triturado, remoción de sustancias interferentes, homogeneización, separación de sólidos / líquidos).
Proporción de C:N ^[6]	Proporción de masa de carbono total a nitrógeno total en la materia orgánica; factor determinante en la bio-degradación.
residuos, general	Residuos provenientes de la producción o el consumo que el usuario descarta, tiene previsto descartar o está obligado a descartar.
siloxanos ^[9]	Compuestos orgánicos de silicón, es decir compuestos de los elementos silicón (Si), oxígeno(O), carbono (C) e hidrógeno (H).
sulfuro de hidrógeno (H₂S) ^[4]	Gas incoloro altamente tóxico con olor a huevos podridos. Puede ser fatal incluso en bajas concentraciones. A partir de una cierta concentración el sentido del olfato deja de funcionar y ya no se percibe el gas.
sustrato ^[1]	Materia prima para la digestión o fermentación.

tanque de almacenamiento de digestato (estanque de bosta líquida) ^[4]	Tanque o estanque en el que se almacena bosta líquida, lodo líquido o sustrato digerido para su uso posterior.
tanque de almacenamiento de gas ^[4]	Recipiente a prueba de fugas de gas o paquete de láminas o planchas plásticas en el que se almacena temporalmente el biogás.
tasa de carga orgánica ^[1]	Cantidad de sustrato alimentado a una planta de digestión por día para un volumen dado del digestor (unidad: kg VS/ (m ³ · d))
tasa de procesamiento	Dependiendo de la definición, se trata de una tasa de flujo volumétrica o una tasa de flujo de masa.
tiempo de retención ^[1]	Tiempo de permanencia promedio del sustrato en el digestor. También se conoce como tiempo de residencia.
trampa de grasa	Instalación para la separación física de aceites y grasas orgánicos no emulsionados contenidos en (por ejemplo) los restos de comidas de restaurantes, cocinas de comedores, camales y plantas de procesamiento en la industria cárnica y de pescado, fábricas de margarinas y molinos de plantas oleaginosas (confrontar DIN 4040).
tratamiento anaeróbico ^[1]	Proceso bio-tecnológico en ausencia de aire (oxígeno atmosférico) con el objetivo de degradar materia orgánica para obtener biogás.
unidad de calor y energía combinados (CHP)	Unidad para la conversión de la energía químicamente enlazada en energía eléctrica y térmica sobre la base de un motor de combustión interno acoplado a un generador.
Valor U (anteriormente valor K) ^[8]	Medida del flujo de calor a través de un metro cuadrado de un elemento de construcción a una diferencia de temperatura de 1 grado Kelvin. Cuanto menor sea el valor U, menores serán las pérdidas de calor.

Fuentes:

- [1] VDI Guideline [Lineamiento VDI] (2006): Fermentation of organic materials – Characteristics of the substrate, sampling, collection of material data, fermentation tests [Fermentación de materiales orgánicos - Características del sustrato, muestreo, recolección de datos sobre materiales, pruebas de fermentación]. VDI 4630, abril 2006, Beuth Verlag GmbH
- [2] Act Promoting Closed Substance Cycle Waste Management and Ensuring Environmentally Compatible Waste Disposal (Product Recycling and Waste Management Act; Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz – KrW - / AbfG), 1994/2009, Article 3 Definition of terms [Ley que promueve el manejo de ciclo cerrado de residuos de sustancias y asegura la disposición de residuos compatible con el medio ambiente (Ley de Manejo de Residuos y Reciclaje de Productos; Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz – KrW - / AbfG), 1994/2009, Artículo 3 Definición de términos] <http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/krw-abfg/gesamt.pdf>, último acceso: 9 de agosto de 2010
- [3] Madigan, Michael T.; Martinko, John M.; Parker, Jack: Biology of microorganisms [Biología de microorganismos]. Novena edición. Upper Saddle River, N.J. [inter alia], Prentice-Hall, 2000, ISBN 0-13-085264-3
- [4] Bundesverband der Landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften (ed.): Technische Information 4 - Sicherheitsregeln für Biogasanlagen, <http://www.lsv.de/fob/66dokumente/info0095.pdf>; as at 10/2008
- [5] Bavarian State Ministry of the Environment and Public Health [Ministerio del Medio Ambiente y de la Salud Pública del Estado de Bavaria] (ed.): Umweltlexikon. http://www.stmug.bayern.de/service/lexikon/index_n.htm, último acceso: 9 de agosto de 2010
- [6] Schulz, H. and Eder, B. (2006): Biogas-Praxis. Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele, Wirtschaftlichkeit. Tercera edición completamente revisada y aumentada, ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg, ISBN 978-3-936896-13-8
- [7] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (ed.): Basiswissen Bioenergie - Definitionen der Energiebegriffe. De Leitfaden Bioenergie, publicado por FNR, Gülzow 2000, <http://www.bio-energie.de/allgemeines/basiswissen/definitionen-der-energiebegriffe/> Último acceso: 9 de agosto de 2010
- [8] KATALYSE Institut für angewandte Umweltforschung e. V. (ed.): Umweltlexikon-Online. <http://www.umweltlexikon-online.de/RUBhome/index.php>, último acceso: 9 de agosto de 2010
- [9] Umweltbundesamt GmbH (Environment Agency Austria) (ed.): Siloxano <http://www.umweltbundesamt.at/umweltinformation/schadstoff/silox/?&templ=>, Último acceso: 9 de agosto de 2010

Lista de abreviaciones

ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (Asociación para el Uso de la Energía Eficiente y Amigable para el Medio Ambiente)	EEG	Ley de Fuentes de Energía Renovable eléctrico
ATB	Institut für Agrartechnik Bornim e.V. (Instituto Leibniz para la Ingeniería Agrícola Potsdam-Bornim)	el	
ATP	adenosín trifosfato	Ensilaje de WCC	ensilaje de cereal de cultivo completo
BGP	planta de biogás	Fe	hierro
BImSchG	Ley de Control de la Contaminación	FM	masa fresca
BioAbfV	Ordenanza sobre Bio-residuos	FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
C	carbono	g	gramo
C:N	ratio de carbono a hidrógeno	GEM	mazorca de maíz molida
CA	ceniza cruda	GHG	gas de efecto invernadero (GEI)
CCM	mezcla de mazorca de maíz	H ₂ S	sulfuro de hidrógeno
CF	fibra cruda	ha	hectárea
CH ₄	metano	HRT	tiempo de retención hidráulica
CHP	unidad de calor y energía combinados	incl.	incluso
CL	lípidos crudos	K	Kelvin
Co	cobalto	KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (Asociación para la Tecnología y Estructuras en la Agricultura)
CO ₂	dióxido de carbono		
COD	demanda de oxígeno químico		
CP	producción de cultivos		
CP	proteína cruda	l	litro
d	día	M	planta modelo
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH	MFE	equivalente a fertilizante mineral
DC	vacas lecheras	Mg	magnesio
DC	coeficiente de digestibilidad	Mn	manganeso
DD	digestión seca	Mo	molibdeno
DM	materia seca		
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. (Asociación Técnica y Científica Alemana para el Gas y el Agua)	N	nitrógeno
		n.s.	no especificado
		NADP	fosfato de nicotidamida adenina dinucleótido
		NawaRo	abreviación alemana de nachwachsender Rohstoff; aproximadamente equivalente a cultivos energéticos en el contexto de este documento

NFE extracto libre de nitrógeno
NH₃ amoníaco
NH₄ amonio
Ni níquel

O oxígeno
OLR tasa de carga orgánica

P fósforo
ppm partes por millón

rpm revoluciones por minuto

S sulfuro
Se selenio

TA Technische Anleitung (Instrucciones Técnicas)
th o therm. térmico
TS sólidos totales

UE Unión Europea

VOB Vergabe- und Vertragsordnung für
vol. volumen

VS sólidos volátiles

vTI Instituto Johann Heinrich von Thünen

W tungsteno

WEL límite de exposición en el lugar de trabajo
(anteriormente valor MAC)



Direcciones de Instituciones

University of Natural Resources and Life Sciences,
Vienna (BOKU)
Department of Sustainable Agricultural Systems
Peter-Jordan-Str. 82
1190 Viena
Austria
Internet: www.boku.ac.at

Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH
(DBFZ)
Bereich Biochemische Konversion (BK)
Torgauer Strasse 116
04347 Leipzig
Alemania
Internet: www.dbfz.de

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der
Landwirtschaft (KTBL)
Bartningstr. 49
64289 Darmstadt
Alemania
Internet: www.ktbl.de

Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL)
Naumburger Str. 98
07743 Jena
Alemania
Internet: www.thueringen.de/de/tll

Johann Heinrich von Thünen Institute (vTI)
Institute for Agricultural Technology and Biosystems
Engineering
Bundesallee 50
38116 Braunschweig
Alemania
Internet: www.vti.bund.de

Bayrische Landesanstalt für Landtechnik (LfL)
Institut für Ländliche Strukturentwicklung,
Betriebswirtschaft und Agrarinformatik
Menzingerstrasse 54
80638 München
Alemania
Internet: www.lfl.bayern.de

PARTA Buchstelle für Landwirtschaft und Gartenbau
GmbH
Rochusstrasse 18
53123 Bonn
Alemania
Internet: www.parta.de

Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen
Reinhardtstr. 29 B
10117 Berlin
Alemania
Internet: www.schnutenhaus-kollegen.de



Editor

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

OT Gülzow • Hofplatz 1

18276 Gülzow-Prüzen

Alemania

Tel.: +49 38 43 / 69 30 - 0

Fax: +49 38 43 / 69 30 - 102

info@fnr.de • www.fnr.de

Con el apoyo del Ministerio Federal de Alimentación, Agricultura y
Protección al Consumidor en base a una decisión del Parlamento
de la República Federal Alemana.

No. de pedido 632

FNR 2013