

Guía para el instalador de plantas de biogás de mediana y gran escala



Edición:

**Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

**NAMA: Energías renovables para
Autoconsumo en Chile**

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsable:

Rainer Schröer/ Stephan Remler

Autores:

Mario Ávila
Pablo Bahamondes
Cristián De La Cerda
Brunsley Elliot
Andrea Moraga
Hernán Quiroz
Patricio Soto

Revisores:

Cristián De La Cerda
Andrea Moraga
Karin Von Osten

Aclaración

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto “NAMA: Energías Renovables para Autoconsumo en Chile” implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la NAMA Facility del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU) de Alemania y el Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (BEIS) de Gran Bretaña. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, noviembre 2018

Prólogo

La presente guía surge a partir de una iniciativa conjunta entre la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional) - GIZ, el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles - SEC, como parte de la implementación del NAMA Support Project de Energías Renovables para Autoconsumo en Chile.

Esta iniciativa es la “Capacitación Especializada en Biogás a Instaladores Autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustible”, llevada a cabo en la ciudad de Santiago, entre los días 25 y 29 de septiembre de 2017; y se enmarca en la línea de fomento de capacidades tecnológicas para el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales, la cual busca que el mercado del biogás, aún en desarrollo en Chile, cuente con una masa crítica de actores calificados, generando un escenario favorable para un adecuado impulso y crecimiento de esta tecnología como fuente de energía en Chile.

La “Guía del instalador de plantas de biogás de mediana y gran escala”, consta de siete módulos, orientados a plantas medianas y grandes, correspondientes al contenido dictado en la capacitación mencionada, contemplando desde el diseño hasta la operación de plantas y abarcando toda la cadena de valor, desde los sustratos hasta la utilización del biogás y digestato. Esperamos que la presente guía sea un instrumento útil para los instaladores y actores interesados en el rubro de la energía y el biogás.

Contenido

1	Introducción	11
1.1	Antecedentes	11
1.1.1	Definiciones importantes	12
1.2	Proceso de digestión anaeróbica.....	15
1.2.1	Parámetros Operacionales de la Digestión Anaeróbica	16
1.2.1.1	Concentración de Microorganismos	16
1.2.1.2	Temperatura	17
1.2.1.3	Agitación.....	18
1.2.1.4	Acidez	18
1.2.1.5	Tiempo de retención hidráulico.....	18
1.2.1.6	Proporción de Nutrientes C:N.....	19
1.2.2	Inhibidores de la Digestión Anaeróbica	20
1.2.2.1	Ácidos Orgánicos	21
1.2.2.2	Potencial Redox.....	22
1.2.2.3	Nitrato.....	22
1.3	Tecnologías de conversión anaeróbica	22
1.3.1	Digestor Mezcla Completa sin Recirculación	22
1.3.2	Digestor Mezcla Completa con Recirculación.....	23
1.3.3	Digestor Continuo de Flujo Pistón	24
1.3.4	Digestor Discontinuo	25
1.3.5	Reactores con Lecho Fluidizado	25
1.3.6	Digestor Laguna Cubierta	26
1.4	Tecnologías de limpieza y depuración del biogás.....	27
1.4.1	Pre-tratamiento del Biogás	27
1.4.1.1	Remoción de Oxígeno y Nitrógeno	27
1.4.1.2	Remoción de Agua.....	28
1.4.1.3	Remoción de Material Particulado	28
1.4.1.4	Desulfurización	28
1.4.2	Remoción del Dióxido de Carbono (Upgrading)	30
1.4.2.1	Tecnología Basada en Adsorción.....	30
1.4.2.2	Tecnología Basada en Absorción.....	31
1.4.2.3	Tecnología de Membranas	33
1.4.2.4	Tecnología Criogénica	35
1.5	Usos de biogás.	35
1.5.1	Producción de calor o vapor.....	36
1.5.2	Generación de electricidad y/o Co-generación.....	36
1.5.3	Combustible vehicular.....	37

1.5.4	Inyección a la Red	37
1.6	Usos del digestato	37
2	Diseño Plantas Medianas y Grandes	41
2.1	Conceptos y Consideraciones	41
2.1.1	Presión – Temperatura – Volumen	41
2.1.2	Propiedades de los Gases	42
2.1.3	Caudal Efectivo – Normal – Estándar	42
2.1.4	Concepto de Pérdida de Carga	43
2.1.5	Consideraciones diseño y construcción	45
2.1.6	Otras Consideraciones	46
2.2	Tipos de Plantas de Biogás	46
2.3	Etapas de desarrollo de un proyecto	46
2.3.1	Definición base de un proyecto, proceso	47
2.4	Diseño de una planta de biogás	49
2.4.1	Digestor	49
	Descripción	49
	Dimensionamiento	49
2.4.2	Equipos de generación de energía térmica y eléctrica	52
	Descripción	52
	Dimensionamiento	52
2.4.3	Gasómetro	56
	Descripción	56
	Dimensionamiento	56
2.4.4	Antorcha	57
	Descripción	57
	Dimensionamiento	58
2.4.5	Sopladores y compresores	58
	Descripción	58
2.4.6	Bombas	59
	Descripción	59
2.4.6.1	Dimensionamiento sopladores, compresores y bombas:	60
2.4.7	Arrestallamas	62
	Descripción	62
2.4.8	Trampa de condensados y sedimentos	63
	Descripción	63
	Dimensionamiento	64
2.4.9	Intercambiadores de calor	65
	Descripción	65
	Dimensionamiento	65
2.4.10	Agitadores y mezcladores	66

Descripción.....	66
Dimensionamiento.....	67
2.4.11 Válvula de Seguridad.....	69
2.5 Diagrama de proceso e instrumentación (P&ID).....	71
2.6 Potencial de biogás.....	74
2.7 Pérdida de carga en líneas de biogás y líquidos.....	74
2.8 Consideraciones generales.....	77
2.8.1 Diseño red de tuberías (piping).....	77
2.8.2 Instalaciones eléctricas.....	79
2.8.2.1 Conductores y canalizaciones lugares Clase I y II.....	80
2.8.3 Consideraciones Civiles.....	80
2.9 Ejercicio de Aplicación.....	80
3 Operación Plantas Medianas y Grandes de Biogás.....	89
3.1 Introducción.....	89
3.1.1 Objetivos y alcance.....	89
3.1.2 Definiciones.....	89
3.2 Manual de Operaciones.....	90
Descripción general.....	90
3.3 Control de Planta.....	97
3.3.1 Control a distancia.....	100
3.3.2 Control en sitio.....	103
3.4 Plan de Mantenimiento (PM).....	106
3.4.1 Mantenimiento Preventivo ATEX.....	110
3.5 Gestión de Fallas.....	113
3.6 Capacitación de Operadores y Personal de Mantenimiento.....	120
4 Marco Legal.....	124
4.1 Introducción.....	124
4.2 Institucionalidad.....	125
4.2.1 Medioambiente.....	125
4.2.1.1 Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).....	125
4.2.1.2 Superintendencia del Medio Ambiente (SMA).....	131
4.2.2 Salud.....	132
4.2.2.1 Secretarías Regionales Ministeriales del Ministerio de Salud – SEREMI de Salud	132
4.2.3 Obras Públicas.....	133
4.2.3.1 Superintendencia de Servicios Sanitarios – SISS.....	133
4.2.4 Agricultura.....	135
4.2.4.1 Servicio Agrícola y Ganadero – SAG.....	135
4.2.5 Energía.....	135
4.2.5.1 Superintendencia de Electricidad y Combustibles – SEC.....	135

4.3	Permisos para la conexión a la red de plantas de biogás.	137
4.3.1	Generalidades sobre la Ley.....	137
4.3.2	Marco regulatorio para las ERNC:	138
4.3.2.1	Decreto con Fuerza de Ley N° 4, Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) 139	
4.3.2.2	Ley de ERNC (Ley 20.257):.....	139
4.3.2.3	Ley corta I (Ley 19.940)	141
4.3.2.4	Ley corta II (Ley 20.018).....	141
4.3.2.5	Ley de Generación Distribuida (Ley 20.571)	141
4.3.2.6	Reglamentos	142
	Consideraciones pequeños generadores	143
4.3.2.7	Normativa técnica.....	145
4.3.2.8	Otros.....	145
4.3.2.9	Permisos y trámites ante la empresa eléctrica.....	145
a)	Conexión PMGD	145
	Fase 1.....	146
	Fase 2.....	147
b)	Conexión Ley de Generación Distribuida (20.571).....	148
4.4	Permisos ante la SEC (registro del proyecto).....	149
4.4.1	Procedimiento de Inscripción de Plantas de Biogás.....	149
4.4.2	Licencia Clase 4:.....	150
5	Generación Eléctrica	152
5.1	Equipos de generación eléctrica	152
5.1.1	Generación con turbina y microturbinas	152
5.1.2	Motores de Combustión	154
5.1.2.1	Ciclo Otto.....	154
5.1.2.2	Motores Ciclo Diesel (duales).....	155
5.1.3	Cogeneración.....	156
5.1.3.1	Principales accesorios equipos de cogeneración: Intercambiadores de calor 158	
5.1.3.2	Principales accesorios equipos de cogeneración: Enfriadores de emergencia (Aero Ventiladores)	158
5.2	Acondicionamiento del Biogás para Generación.....	159
5.2.1	Eliminación de CO ₂	160
5.2.2	Eliminación de H ₂ S	161
5.2.3	Siloxanos.....	162
5.3	Generador eléctrico y su regulación.....	164
5.3.1	Factor de potencia	164
5.3.1.1	Problemas asociados al factor de potencia	165
5.3.2	Problemas y soluciones del Grupo Electrógeno.....	166
6	Seguridad en Plantas de Biogás	171

6.1	Introducción y objetivo	171
6.2	Definiciones	171
6.3	Propiedades del Biogás: Hoja de datos y de Seguridad del Productor	173
6.3.1	Explosividad	177
6.3.2	Límites de explosividad	179
6.4	Análisis de Riesgos y Seguridad.....	180
6.5	Fases del análisis de riesgos.....	181
6.6	Herramienta de análisis y evaluación de peligros	181
6.6.1	Matriz de riesgo	181
6.7	Evaluación de peligros en situaciones particulares	184
6.7.1	Evaluación de tareas y peligros en la partida de una planta de biogás	184
6.7.2	Mantenimiento	185
6.7.3	Evaluación de tareas y peligros en el cierre o clausura de una planta de biogás 187	
6.8	Clasificación ATEX.....	188
6.8.1	Normativa.....	190
6.8.2	Clasificación de zonas según IEC y comparación con el sistema americano	190
6.9	Marcado de equipos IEC.....	191
6.10	Modos de protección de equipos eléctricos para gases	194
6.11	Exigencias de Gestión de la Seguridad del Reglamento	195
6.11.1	Manual de Seguridad (MS) para Instalaciones Medianas.....	195
6.11.2	Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR) para Instalaciones Grandes 195	
6.11.3	Documentación para el desarrollo de trabajos	196
6.11.3.1	Ejemplos de Evaluación de Peligros y Análisis de Trabajo Seguro AST ...	196
6.11.4	Documentación aplicable a mantenimiento, instalación y reparación	199
6.11.5	Equipamiento de Protección Personal para una operación e intervención segura 202	
6.12	Equipamiento de Seguridad de las instalaciones de biogás	204
6.12.1	Sistemas de detección.....	204
6.12.1.1	Equipos de detección portátiles.....	204
6.12.1.2	Equipos de detección fijos	205
6.12.2	Sistemas de combate contra incendio	206
6.12.2.1	Alarmas	206
6.12.2.2	Sistemas de agua Contra Incendio	207
6.13	Plan de Emergencias	209
6.13.1	Tipología de emergencias en una planta de biogás	210
6.13.2	Tipos de evacuación y acciones	211
6.13.3	Zonas de Seguridad	212
6.13.4	Organización, roles y responsabilidades.....	212
7.	Certificación e Inspección de Plantas Medianas y Grandes de Biogás.....	216

7.1	Definiciones	216
7.1.1	Acreditación.....	216
7.1.2	Certificación.....	216
7.1.3	Inspección.....	216
7.2	Certificación respecto al Reglamento Biogás en plantas medianas y grandes 216	
7.2.1	Introducción	216
7.2.2	Interacciones de los organismos acreditados durante la certificación del diseño y construcción de plantas grandes	219
7.3	Certificación en la etapa de Diseño de Plantas de Biogás	220
7.3.1	Artículos del Reglamento de Seguridad de Biogás aplicados al Diseño	220
7.3.2	Documentación de los Recursos Humanos y de Empresas para el Diseño.....	221
7.3.3	Documentación Generada para la trazabilidad durante el Proceso de Diseño..	223
7.3.4	Documentación y Certificación de las Zonas de Riesgo durante el Proceso de Diseño	224
7.3.5	Documentación de Acreditación requerimiento específico de Norma NCH 2369 Of. 2003	226
7.3.6	Materiales y equipos especificados durante el diseño	226
7.4	Certificación e inspección en etapa de construcción	227
7.4.1	Certificación de materiales y equipos	229
7.4.2	Certificados de fabricación	229
7.4.3	Certificación de procesos durante la construcción.....	230
7.4.3.1	Certificados de soldaduras.....	230
7.4.4	Recepción final de las Obras de Construcción	233
7.5	Inspección y Certificación de sistemas en la entrega de la construcción.....	233
7.5.1	Pruebas de sistemas y Ensayos No Destructivos (END)	233
7.5.2	Certificado red de incendio.....	236
7.6	Inspecciones y certificaciones Periódicas	236
7.7	Inspección realizada por el operador	238
7.7.1	Introducción	238
7.7.2	Inspección del operador en puesta en marcha	239
7.7.3	Pruebas por etapas o equipos	239
7.7.4	Puesta en marcha y marcha blanca	239
7.7.5	Regulaciones y ajustes operacionales.....	240
7.7.6	Inspecciones del operador en operación y mantenimiento.....	240
7.7.6.1	Mantenimiento Programada	241
7.7.6.2	Inspecciones a intervalos regulares.....	242
7.7.6.3	Registros	242
7.7.7	Verificaciones y calibraciones de instrumentos	243
7.8	Normativa Nacional e Internacional.....	244



Módulo 1 - Introducción

1 Introducción

1.1 Antecedentes

El manejo adecuado de desechos puede contribuir significativamente a la producción y conversión de residuos orgánicos en distintas formas de energía. Una de las tecnologías para la conversión, es la digestión anaeróbica, que mediante una serie de reacciones bioquímicas genera un gas combustible denominado biogás, constituido principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2). Este biogás puede ser capturado y usado como combustible para generar energía térmica y/o eléctrica. De esta forma, la digestión anaeróbica, como método de tratamiento de residuos, permite reducir la demanda bioquímica de oxígeno (DBO) o cantidad de oxígeno consumido al degradar la materia orgánica, niveles de patógenos, reducir o eliminar olores nocivos, mientras convierte la mayoría del nitrógeno orgánico en nitrógeno inorgánico, el cual se puede utilizar como fertilizante estabilizado y al mismo tiempo, producir energía.

Además, la producción y uso de biogás a partir de residuos de estiércoles y purines tratados anaeróbicamente conlleva a un doble efecto benéfico, evita la emisión descontrolada de metano proveniente de los purines animales y evita el aumento de concentración de CO_2 en la atmósfera producido por el uso de combustibles fósiles.

Por lo tanto, la tecnología de digestión anaeróbica juega un importante papel en el control de la contaminación y para la obtención de valiosos recursos: energía y productos con valor agregado.

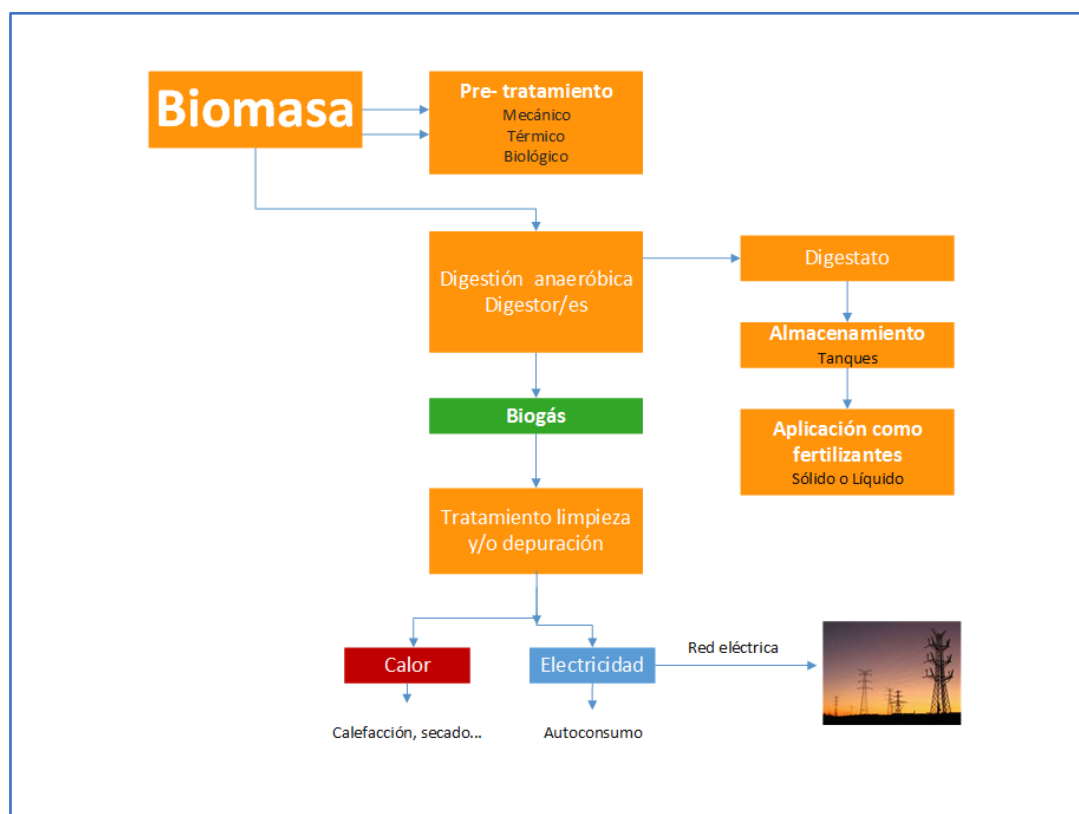


Figura 1-1: Esquema de cadena de valor biogás
Fuente: Adaptado Andrés Pascual AINIA

1.1.1 Definiciones importantes

Bioenergía

Corresponde a toda aquella energía que puede obtenerse de la biomasa, bien sea a través de su combustión o su procesamiento para conseguir otro tipo de combustibles, como el biogás o biocombustibles líquidos. La energía de la biomasa proviene en última instancia del sol. Mediante la fotosíntesis, el reino vegetal absorbe y almacena parte de la energía solar que llega a la tierra. Las células vegetales utilizan la radiación solar para formar sustancias orgánicas a partir de sustancias simples y dióxido de carbono (CO₂) presente en el aire. El reino animal incorpora, transforma y modifica dicha energía. En ambos procesos de transformación se generan subproductos que no tienen valor para la cadena nutritiva o no sirven para la fabricación de productos de mercado, pero que pueden utilizarse como combustible en diferentes aprovechamientos energéticos¹.

Biomasa

Existe una variada gama de definiciones del término biomasa o material biogénico, todas ellas plantean que representa un recurso renovable. Según la Ley de Gestión Ambiental de Canadá, se entiende biomasa como el material que se produce exclusivamente a partir de granos, plantas, árboles o residuos biológicos, pero no incluye ningún material producido a partir de petróleo². Existen diferentes tipos o fuentes de biomasa que pueden ser utilizados energéticamente. Una de las clasificaciones generalmente más aceptada es la siguiente:

- **Biomasa natural:** Es la que se encuentra en la naturaleza sin ningún tipo de intervención humana. Los recursos generados por los desechos naturales de un bosque constituyen un ejemplo de este tipo de biomasa.
- **Biomasa residual seca:** Se incluyen en este grupo los productos sólidos no utilizados de las actividades agrícolas y ganaderas, las forestales y de los procesos de las industrias agroalimentarias y de transformación de la madera. Algunos ejemplos de este tipo de biomasa son el estiércol, la paja, el orujo, la madera de podas y raleo, el aserrín, etc.
- **Biomasa residual húmeda:** Son los vertidos denominados biodegradables: aguas residuales urbanas e industriales y los residuos ganaderos, principalmente purines.
- **Cultivos energéticos:** Son cultivos realizados con la finalidad de producir biomasa transformable en biocombustible. Entre ellos se encuentran el maíz, raps, girasol y plantaciones dendroenergéticas.

En síntesis, se entiende por biomasa o material biogénico al conjunto de materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de la misma. Para fines de la obtención de biogás a partir de digestión anaeróbica, se considera la biomasa digestible, que se indica en la Tabla 1-1

¹ Guía para la evaluación Ambiental: Proyectos de Biomasa, GIZ, 2007.

² Environmental Management Act Cleaner Gasoline Regulation (CGR), December, 2010.

Tabla 1-1: Tipos de biomasa para generación de biogás

Tipo de sistema	Tipo de biomasa
Producción de biogás	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Residuos del sector ganadero (estiércol, pudres, etc.) ➤ Residuos agrícolas (paja, rastrojos, etc.) ➤ Cultivos energéticos (maíz, soya, etc.) ➤ Toda clase de biomasa húmeda (Ates', aguas residuales domésticas) ➤ Toda clase de biomasa seca (lodos de plantas de tratamiento de agua, grasas, residuos de matadero) ➤ Biogás de rellenos sanitarios

Fuente: **Proyectos de Biomasa, Guía para evaluación ambiental Energías Renovables no Convencionales. GTZ - CNE, 2007.**

Biogás

El biogás es una mezcla de gases producido por una fuente natural. Este gas se produce mediante un proceso metabólico de descomposición de la materia orgánica en un ambiente anóxico (ausencia de oxígeno). Corresponde a una mezcla gaseosa formada principalmente de metano y dióxido de carbono, acompañados de una serie de compuestos en concentraciones considerablemente menores (llamadas generalmente trazas). La composición del biogás depende del material digerido y del funcionamiento del proceso. Usualmente, el biogás presenta las siguientes composiciones:

La composición promedio del biogás se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 1-2: Rangos de composición típicos del biogás

Componente	Fórmula	Concentración
Metano	CH ₄	50 - 75 % vol
Dióxido de carbono	CO ₂	25 - 45 % vol
Vapor de agua	H ₂ O	2 - 7 % vol
Oxígeno	O ₂	<2% vol
Nitrógeno	N ₂	<2% vol
Amoníaco	NH ₃	< 1 % vol
Hidrógeno	H ₂	< 1 % vol
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	20 - 20.000 ppm

Fuente: **Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Handreichtng. Biogasgewinnung Und -nutzung. Leipzig 2004.**

Las propiedades específicas del biogás indican en la Tabla 1-3

Tabla 1-3: Características generales del biogás

Característica	Valor
Composición	55 - 70% metano (CH ₄), 30 - 45% dióxido de carbono (CO ₂) , Trazas de otros gases
Contenido energético	6,0 – 6,5 kWh/m ³
Equivalente de combustible	0,60 – 0,65 L petróleo/Nm ³ biogás
Límite de explosión	6 -12 % de biogás en el aire
Temperatura de ignición	650 - 750°C (con el contenido de CH ₄ mencionado)
Presión crítica	74 - 88 atm
Temperatura crítica	-82,5°C
Densidad normal	1,2 kg/Nm ³
Olor	Huevo podrido (el olor del biogás desulfurado es imperceptible)
Masa molar	16,043 kg/kmol

Fuente: Deublein y Steinhauser (2008).

El poder calorífico, y por tanto también su inflamabilidad, vienen dados principalmente por el contenido de metano en la mezcla. Cuando su concentración es superior al 45%, es inflamable. Por ejemplo, con concentraciones de metano del 60% v/v, el poder calorífico es cercano a 5.500 kcal/Nm³ (6,4 kWh/Nm³). En la figura a continuación se muestra su equivalencia con otros tipos de combustibles.

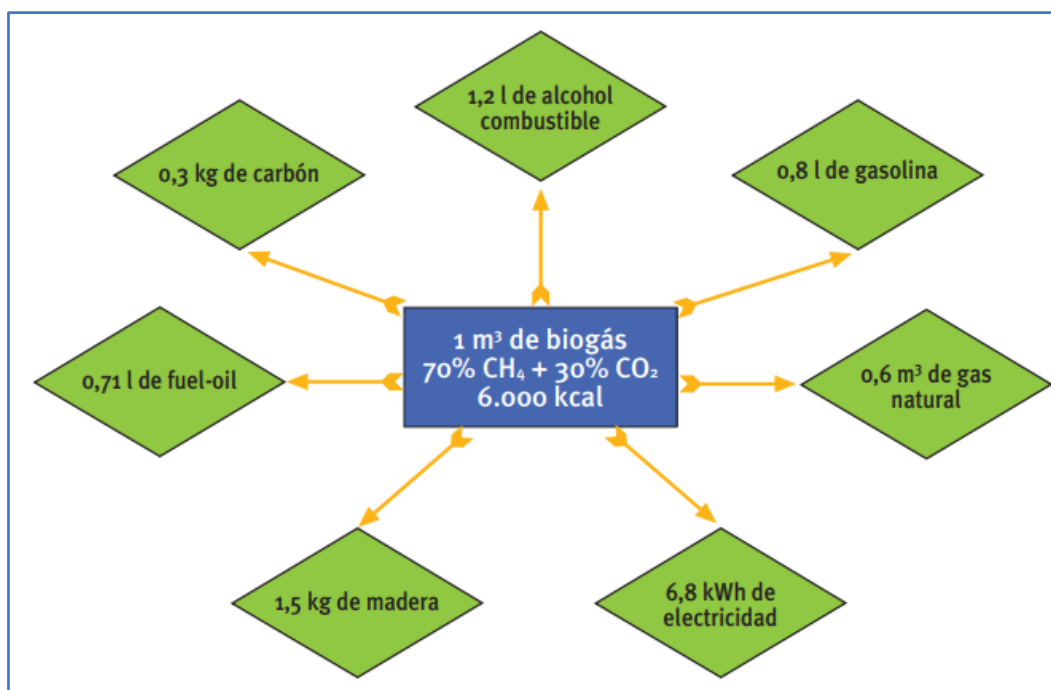


Figura 1-2: Equivalencias energéticas del biogás (Nm³) y otros combustibles
Fuente: Biomasa: Digestores Anaerobios, IDAE (2007)

Biometano

Corresponde al gas metano obtenido de la limpieza y mejoramiento del biogás. Para obtener el biometano, es necesario depurar (purificar) el biogás. Posterior a los procesos de depuración, se obtiene como producto principal una corriente de gas con concentración de metano (CH₄) superior al 97%, considerado como sustituto del Gas Natural.

1.2 Proceso de digestión anaeróbica

Corresponde a una transformación bioquímica, donde microorganismos, a través de reacciones metabólicas, llevan a cabo en una atmósfera anóxica, la destrucción molecular que libera metano y dióxido de carbono como principales productos. Su proporción depende fundamentalmente del tipo de sustrato. En la digestión anaeróbica se distinguen las condiciones de operación psicrófila, mesófila y termófila. La principal ventaja de operar a mayores rangos de temperatura es que aumenta considerablemente velocidad de reacción, generando mayores tasas de producción (o menor volumen de reactor, para efectos de diseño). Sin embargo, mantener las temperaturas óptimas demanda energía, por lo que su elección está determinada principalmente por condiciones económicas.

La digestión anaeróbica depende de la actividad de una asociación microbiana compleja para transformar la materia orgánica en biogás. Dicho proceso consta de 4 etapas; y que son hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis, siendo la primera de éstas la etapa limitante³. Estas etapas y la respectiva transformación de los compuestos orgánicos se muestran en la Figura 1-3.

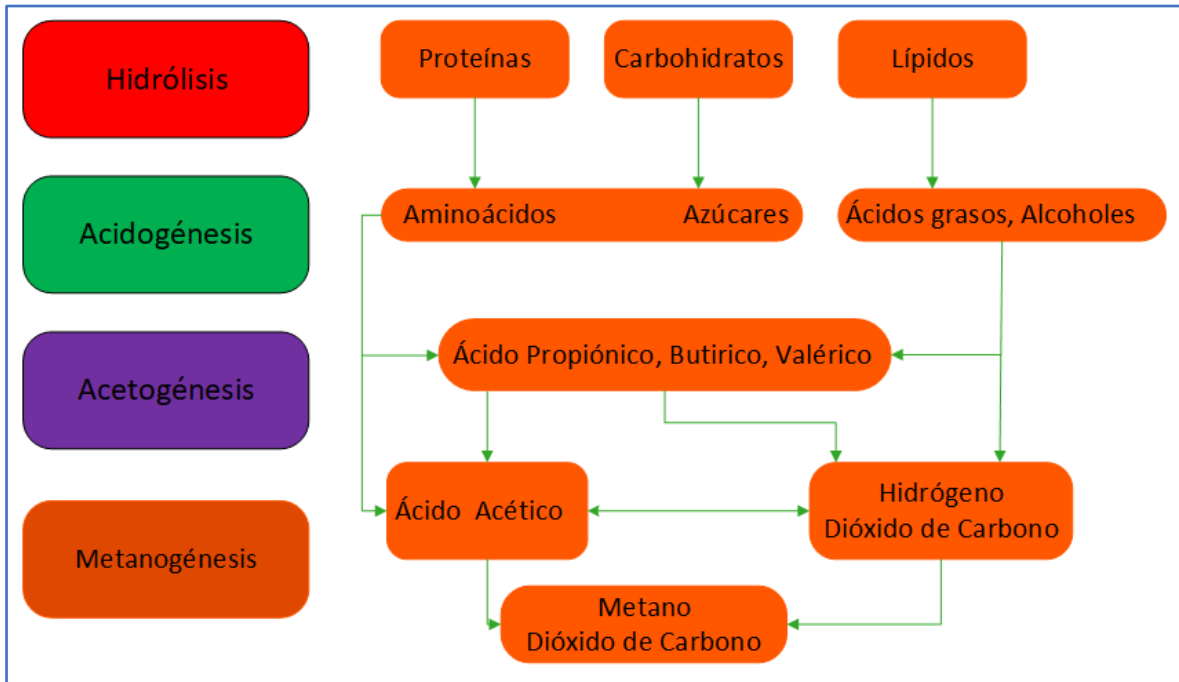


Figura 1-3: Esquema ilustrativo de las etapas de la digestión anaeróbica
Fuente: Adaptado Andrés Pascual AINIA

La hidrólisis degrada la materia orgánica insoluble y moléculas de gran tamaño molecular como proteínas, carbohidratos y lípidos a compuestos orgánicos solubles

³ Dewulf y Van Langenhove, 2006; Wang *et al.* 2010

como aminoácidos y ácidos grasos⁴. Los compuestos orgánicos de cadena larga son catalizados por enzimas extracelulares como amilasas, proteinasas, lipasas y nucleasas⁵.

Los compuestos formados durante la hidrólisis son convertidos a ácidos grasos de cadena corta o ácidos grasos volátiles durante la acidogénesis. Los ácidos grasos volátiles son principalmente ácido acético, propiónico, butírico y valérico. Las bacterias acidogénicas o fermentativas producen VFA, amoníaco (NH_3), dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S) entre otros⁴.

En la acetogénesis, los compuestos producidos durante la acidogénesis son digeridos por bacterias acetogénicas para obtener ácido acético (CH_3COOH), dióxido de carbono (CO_2) e hidrógeno (H_2). Esta conversión es controlada por la presión parcial del hidrógeno en la mezcla⁴.

En la etapa de metanogénesis se genera metano por dos grupos de bacterias metanogénicas. El primero convierte el acetato a metano (CH_4) y a dióxido de carbono (CO_2), en cambio el segundo utiliza el hidrógeno (H_2) como donante de electrones y dióxido de carbono (CO_2) como receptor para la producción de metano (CH_4)⁴. La principal vía de producción de metano es la primera, aproximadamente representa el 70% de la producción de metano.

1.2.1 Parámetros Operacionales de la Digestión Anaeróbica

Los parámetros operacionales son todos aquellos factores controlables que tienen influencia sobre el rendimiento y el potencial de generación de metano, tanto en una planta con digestores, como en sistemas abiertos de generación espontánea de metano.

Los factores físicos y químicos que condicionan el proceso de digestión anaeróbica son varios. Entre los más importantes destacan: temperatura, pH, nutrientes, y presencia de compuestos inhibidores del proceso entre otros⁶, los cuales son descritos en a continuación:

1.2.1.1 Concentración de Microorganismos

El proceso de regeneración para los microorganismos metanogénicos es más lento a diferencia de las bacterias asociadas a otros procesos. Debido a esto, las concentraciones de los microorganismos están determinadas por el tiempo de retención hidráulico (TRH). Si este valor es bajo, el proceso es más susceptible a disminuir las concentraciones de microorganismos pudiendo incluso llegar a inhibir de la reacción. Un desbalance entre los microorganismos formadores de metano y los microorganismos formadores de ácidos es frecuentemente la primera causa de inestabilidad del reactor⁷.

⁴ Appels *et al.*, 2008

⁵ Wang *et al.*, 2010

⁶ González y Sandoval, 2005

⁷ Speece, 1996; Demirel and Yenigün, 2002

1.2.1.2 Temperatura

La temperatura óptima en el rango de organismos mesófilos se encuentra entre 35 y 40 °C, mientras que, para organismos termófilos, se encuentra entre 50 y 65 °C⁸. No obstante, también existe producción de biogás a temperaturas inferiores. La Figura 1-4 presenta los distintos rangos de temperatura donde las especies son capaces de crecer y metabolizar. Cabe mencionar que la digestión anaeróbica se puede clasificar de acuerdo al rango de temperatura de operación.

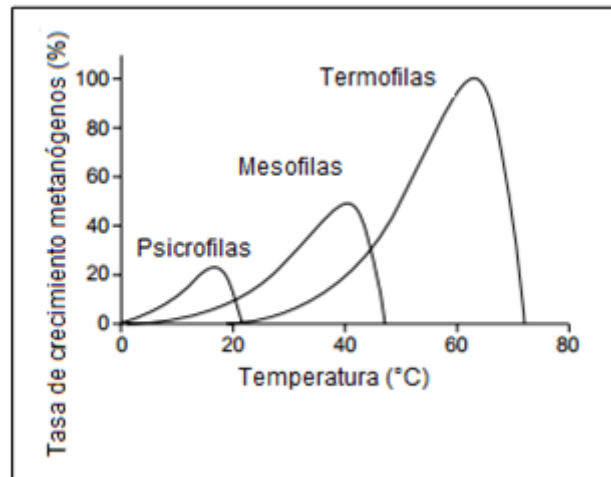


Figura 1-4: Rangos de temperatura para distintos tipos de microorganismos
Fuente: Lettinga et al (2001)

La Tabla 1-4 presenta las principales características para los distintos rangos de temperaturas y los distintos tipos de microorganismos.

Tabla 1-4: Relación entre el rango de temperatura y tiempo de retención hidráulica en biorreactores.

Condiciones	Rango temperatura (°C)	Tiempo de residencia (d)	Ventajas
Psicrofílicas	15-30	60	
Mesofílicas	30-50	17-22	Proceso estable.
		22-28	Bajo consumo de energía.
		28-38	Calidad de biogás buena.
Termofílicas	>50	15	Degradabilidad y razón de degradabilidad altas. Higienización es posible.

Fuente: Biogas from waste and renewable resources, Deublein y Steinhauser, (2008)

⁸ Deublein y Steinhauser, 2008

1.2.1.3 Agitación.

En función del tipo de reactor, es importante contemplar algún mecanismo de agitación, ya sea mecánico, hidráulico o neumático, con el fin de favorecer la eficiencia del proceso. Principalmente con la agitación se busca:

- Mezcla del sustrato fresco con la población bacteriana.
- Homogenizar la mezcla para mantener concentraciones medias/bajas de inhibidores.
- Evitar la formación de costra, de espuma y sedimentación en el reactor.
- Mantener uniforme la densidad bacteriana, así evitar espacios sin actividad biológica.
- Homogenizar la Temperatura dentro del digestor.

1.2.1.4 Acidez

El mismo proceso acidifica (disminuye el pH), provocando acidificación, disminuyendo la eficiencia de la etapa de metanogénesis, pudiendo incluso provocar la inhibición de ésta. El rango de pH óptimo se encuentra entre 6,7-7,5.

El pH controla de forma indirecta la formación de metabolitos, los cuales pueden ser nocivos para las etapas de producción de biogás. En el caso de la etapa de metanogénesis, los principales elementos que se ven afectados por los cambios de pH son la carga de materia orgánica y salinidad, así como otros compuestos con actividad inhibitoria como H_2S y NH_3 .

La actividad metanogénica (tasa de utilización de acetato) versus pH se muestra en la Figura 1-5. La drástica caída de la actividad metanogénica sobre el pH 8.0 se puede asignar a cambios de NH_4^+ a formas más tóxicas no iónicas de NH_3 .

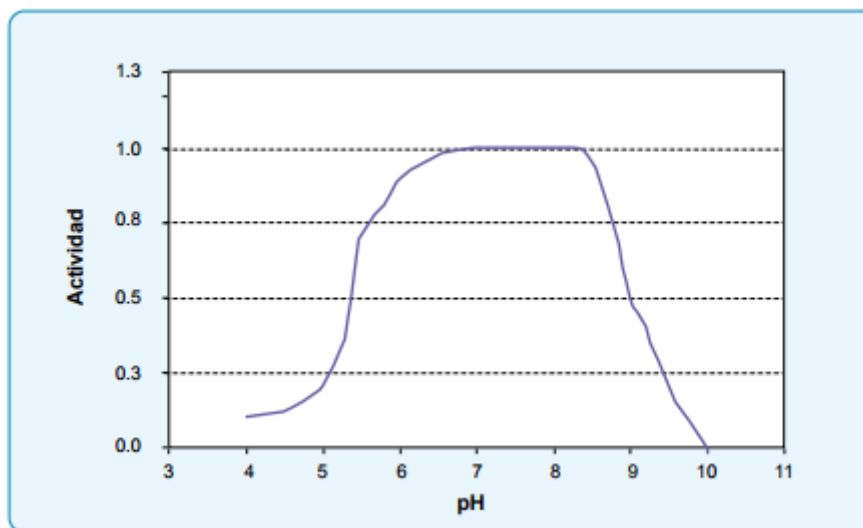


Figura 1-5: Dependencia de la actividad metanogénica del PH
Fuente: Speece (1996)

1.2.1.5 Tiempo de retención hidráulico.

Corresponde al cociente entre el volumen y el caudal de ingreso de sustrato, es decir, el tiempo medio de permanencia del sustrato en el digestor, sometido a la acción de los microorganismos. En la Figura 1-6 se indica la tendencia general de los índices de

eliminación de materia orgánica (expresada en forma de sólidos volátiles (SV) y de producción específica de gas, por unidad de volumen de reactor, en función del tiempo de retención). Notar que existe un tiempo mínimo por debajo del cual el reactor no presenta actividad, que la eliminación de materia orgánica sigue una tendencia asintótica, con una eliminación completa a tiempo infinito, y una producción de gas por unidad de volumen de reactor con un máximo para un tiempo de retención correspondiente a una eliminación de sustrato entre el 40 y el 60%.

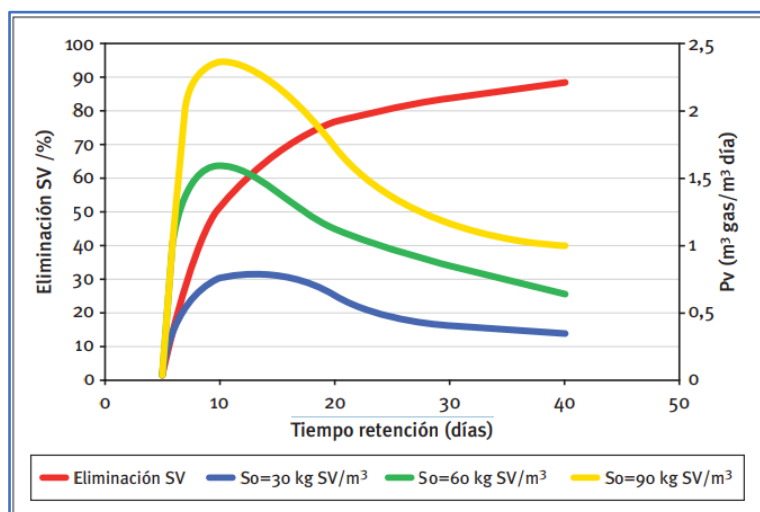


Figura 1-6: Eliminación de sólidos volátiles, SV (%) y producción volumétrica de gas Pv (m³ biogás/m³ dig·día) para un reactor anaerobio continuo de mezcla completa, en función del tiempo de retención hidráulico
Fuente: IDAE (2007)

La fermentación de biogás requiere un cierto rango de concentración de Materia Seca (MS) que es muy amplio, usualmente desde 1% al 30%. La concentración óptima depende de la temperatura. Las bacterias requieren de un cierto tiempo para degradar la materia orgánica. La velocidad de degradación depende en gran parte de la temperatura; mientras mayor sea la temperatura, menor es el tiempo de retención para obtener una buena producción de biogás.

1.2.1.6 Proporción de Nutrientes C:N

El carbono y el nitrógeno son las principales fuentes de alimentación de las bacterias metanogénicas. El carbono constituye la fuente de energía y el nitrógeno es utilizado para la formación de nuevas células. Se sugiere que la tasa de carbono nitrógeno (C:N) esté en un rango de 16:1 – 25:1, aproximadamente.

Los sustratos con bajas proporciones C:N generan amonio, inducen la inhibición la actividad bacteriana debido a la formación de un excesivo contenido de amonio, el cual en grandes cantidades es tóxico e inhibe el proceso. Por otro lado, una alta tasa de C:N carece de nitrógeno, lo que afecta directamente a la formación de proteínas, afectando al metabolismo microbiano⁹. Es decir, ocurre más lentamente el proceso, porque la multiplicación y desarrollo de bacterias es bajo, por la falta de nitrógeno, por tanto el período de producción de biogás es más prolongado. La Tabla 1-5 muestra la relación C:N Valores promedios aproximados de la relación carbono/Nitrógeno de algunos residuos disponibles.

⁹ Braun, 1992

Tabla 1-5: Valores promedio C/N en algunos residuos disponibles

Materiales	%C	%N	C/N
Residuos animales			
Bovinos	30	1,30	25:1
Equinos	40	0,80	50:1
Ovinos	35	1,00	35:1
Porcinos	25	1,50	16:1
Caprinos	40	1,00	40:1
Conejos	35	1,50	23:1
Gallinas	35	1,50	23:1
Patos	38	0,80	47:1
Pavos	35	0,70	50:1
Excretas humanas	2,5	0,85	3:1
Residuos vegetales			
Paja trigo	46	0,53	87:1
Paja cebada	58	0,64	90:1
Paja arroz	42	0,63	67:1
Paja avena	29	0,53	55:1
Rastrojos maíz	40	0,75	53:1
Leguminosas	38	1,50	28:1
Hortalizas	30	1,80	17:1
Tubérculos	30	1,50	20:1
Hojas secas	41	1,00	41:1
Aserrín	44	0,06	730:1

Fuente: Varnero y Arellano (1991)

1.2.2 Inhibidores de la Digestión Anaeróbica

El completo desarrollo del metabolismo de los microorganismos responsables de cada etapa, desde la hidrólisis hasta la etapa metanogénica, implica una serie de compuestos residuales producto del crecimiento de las colonias de microorganismos en el sustrato, los que inhiben el proceso mismo a altas concentraciones, e incluso pudiendo alcanzar niveles de toxicidad. En la Figura 1-7 se observan las diferentes concentraciones de los principales inhibidores en un reactor, los cuales pueden variar de acuerdo a la composición del sustrato o biomasa. Además, dependiendo de la actividad predominante en el reactor (acidogénesis, acetogénesis o metanogénesis) las concentraciones de cada inhibidor pueden variar, donde la capacidad de cada componente inhibidor también se encuentra asociado a la naturaleza de los ácidos grasos presentes en el sustrato. El efecto de los inhibidores en el proceso de metanogénesis es un tema muy discutido, ya que no siempre afecta de forma negativa, debido a factores de adaptación por parte de las bacterias¹⁰, tales como el flujo continuo o discontinuo de los inhibidores, la capacidad de penetración de los inhibidores en los fermentadores, ya sea en biomasa de bajas concentraciones o inmovilizada.

¹⁰ Demirel, 2008

También puede influir la presencia de metales pesados que actúan como agentes quelantes (antinutrientes), y acarreado el aumento de agentes contaminantes, generando cambios de pH y de homogeneidad en la temperatura del sustrato.

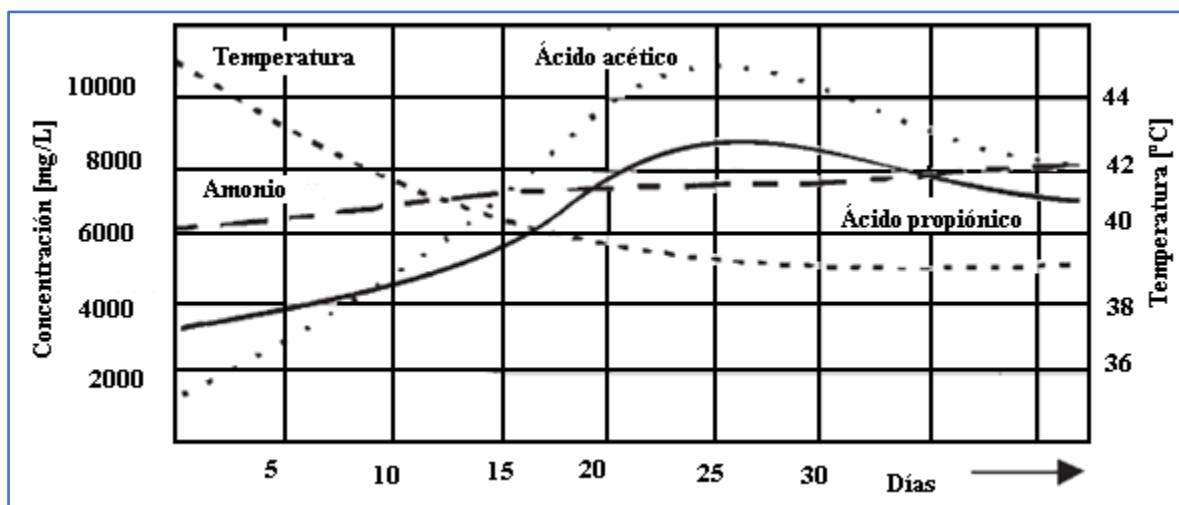


Figura 1-7: Concentración de amonio, ácido acético y propiónico a los diferentes días y según los cambios de temperatura

Fuente: Biogas from waste and renewable resources, Deublein y Steinhauser (2008)

1.2.2.1 Ácidos Orgánicos

Los ácidos orgánicos presentes en el sustrato se descomponen durante la etapa de metanogénesis y, de acuerdo al pH, pueden estar en una proporción de disociación determinada. Los ácidos orgánicos en estado de disociación pueden inhibir el proceso de formación de metano, ya que su capacidad iónica le permite penetrar en la membrana celular y desestabilizar las proteínas celulares. Cuando el pH es menor a 7, los ácidos orgánicos aumentan la capacidad para inhibir la metanogénesis. La Tabla 1-6 resume la cantidad mínima requerida por el tipo de ácido orgánico como micronutriente¹¹.

Tabla 1-6: Concentraciones límites para ácidos grasos y compuestos azufrados.

Sustancia	Concentración de inhibición
Acido Iso-butírico	50 (mg/L)
Ácidos Grasos de cadena larga	1,2 (mM) C12 y C18
Productos petroquímicos	0,1 (mM) Hidrocarbonatos, productos halogénicos aromáticos

Fuente: Biogas from waste and renewable resources, Deublein y Steinhauser (2008).

La Tabla 1-7 muestra los resultados de un estudio de inhibición de la metanogénesis por ácidos grasos de cadena larga en lodos granulares, donde se discute el tipo de cepa de la cual se trate, o bien, de la cepa predominante en el sustrato. Este estudio concluye que el potencial de inhibición de los ácidos grasos de cadena larga en procesos de metanogénesis está mayormente determinado por la concentración misma de éstos en el reactor que la carga de la biomasa. Un desbalance entre los ácidos orgánicos y los microorganismos involucrados en la formación de metano es frecuentemente, la principal causa de la inestabilidad en el reactor.

¹¹ Deublein y Steinhauser, 2008

Tabla 1-7: Concentraciones mínimas de inhibición (MIC) y concentración al 50% de inhibición de metanogénesis (MIC₅₀^a).

Ácidos grasos	MIC (mM)	MIC ₅₀ ^a (mM)
C _{8:0}	6,75	>10
C _{10:0}	2,6	5,9
C _{12:0}	1,6	4,3
C _{14:0}	2,6	4,8
C _{18:1}	2,4	4,35

Fuente: The influence of ammonium-nitrogen on the specific activity of pelletized methanogenic sludge. Koster y Lettinga (1984).

1.2.2.2 Potencial Redox

Para adecuado crecimiento de los agentes anaeróbios el valor del potencial redox se debe mantener entre **-220 mV a -350 mV** a pH 7,0 de manera de asegurar el ambiente fuertemente reductor que las bacterias metanogénicas necesitan para su óptima actividad. Cuando se cultivan bacterias metanogénicas, se incorporan agentes reductores fuertes tales como sulfuro, cisteína o titanio III para ajustar el medio a un potencial redox adecuado.

1.2.2.3 Nitrato

El nitrato es desnitrificado en la primera etapa de descomposición, antes de la metanización.

La inhibición de la metanización ocurre con concentraciones mayores a 50 mg/L de NO₃-N. Si dicha concentración es mayor, entonces el proceso de desnitrificación no se ha desarrollado de forma correcta. Por lo tanto, los lodos ricos en nitrato pueden ser fermentados, si el enlace de oxígeno con el nitrato/nitrito es separado, por ejemplo, en una etapa de desnitrificación¹². En la desnitrificación de un reactor anaeróbico:

- El potencial redox se hace más negativo, favoreciendo el proceso anaeróbico.
- La calidad del gas decrece por la mayor cantidad de nitrógeno en el biogás.
- El carbón es consumido y no está disponible para la metanización, que es importante en la salida del reactor.

1.3 Tecnologías de conversión anaeróbica

En los últimos años una gran variedad de procesos de digestión anaeróbica han sido utilizados para la estabilización de residuos y generación de energía. Aunque hay un gran número de tecnologías comerciales, con variaciones que dependen fundamentalmente de la densidad y concentración del sustrato a tratar, los tipos de reactores que más se utilizan son:

1.3.1 Digestor Mezcla Completa sin Recirculación

Consiste en un reactor en el que se mantiene una distribución uniforme de concentraciones, tanto de sustrato, como de microorganismos gracias a que consta de un sistema de agitación mecánico (agitador de hélice o palas, de eje vertical u

¹² Deublein y Steinhauser, 2008

horizontal) o neumático (recirculación de biogás a presión). Este tipo de reactores no ofrece problemas de diseño y es el más utilizado para residuos. Comparativamente a otros reactores, el tiempo de retención hidráulico necesario es alto. Este tipo de digestores es el más utilizado a nivel mundial para biomasa residual.

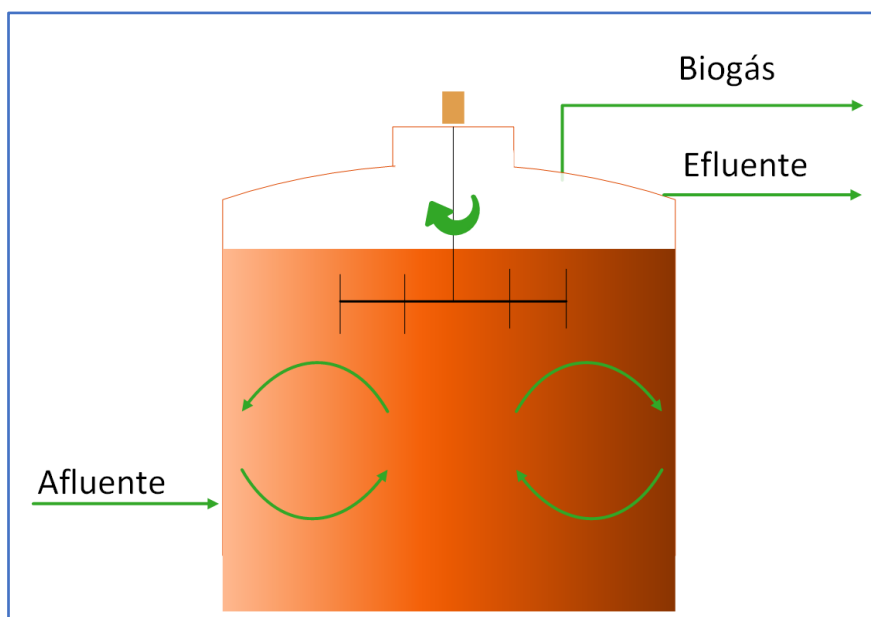


Figura 1-8: Esquema de digestor de mezcla completa sin recirculación

Fuente: Guía de Planificación de proyectos de Biogás en Chile. GIZ, Ministerio de Energía (2012).

1.3.2 Digestor Mezcla Completa con Recirculación

También denominado como reactor anaeróbico de contacto, equivalente al sistema de lodos activados aerobios para el tratamiento de aguas residuales. Al regular la recirculación es posible conseguir tiempos de retención hidráulica más bajos que en un reactor de mezcla completa sin recirculación. Esto es a costa de aumentar el tiempo de retención de los microorganismos, gracias a su confinamiento en el sistema mediante la separación en el decantador y recirculación. Este sistema sólo es aplicable a aguas residuales de alta carga orgánica (aguas residuales de azucareras, cerveceras, etc.), para las que sea posible una separación de fases líquido-sólido, con la fracción sólida consistente básicamente en flóculos biológicos. Antes del decantador se debe disponer de un sistema de desgasificación, sin el cual la decantación se puede ver impedida.

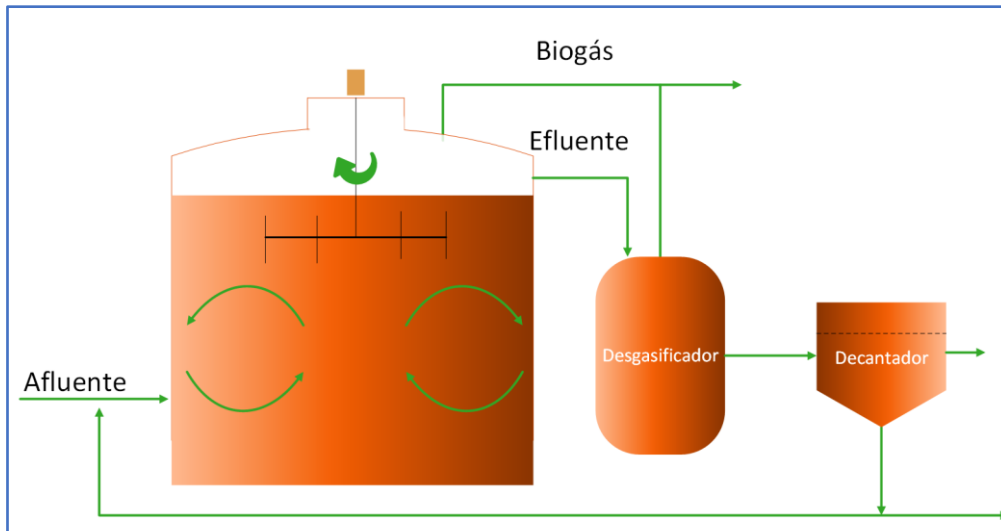


Figura 1-9: Esquema de digestor de mezcla completa sin recirculación

Fuente: Adaptado de Guía de Planificación de proyectos de Biogás en Chile. GIZ, Ministerio de Energía (2012).

1.3.3 Digestor Continuo de Flujo Pistón

En contraste con el modelo conceptual anterior, son reactores aptos para sustratos de mayor viscosidad y mayor concentración de sólidos (sobre 11%), ideales para tratamiento de estiércol o en procesos de co-digestión. Si el estiércol recolectado es muy seco, se puede añadir agua o suero de queso u otro líquido orgánico¹³. Los modelos más extendidos corresponden a reactores rectangulares, con volúmenes de hasta 1.500 (m³).

Corresponde a tanques rectangulares calefaccionados, sin mezcla y funcionan desplazando la materia digerida con materia fresca. La materia fresca es bombeada, eliminando así la misma cantidad de materia digerida hacia el exterior del digestor¹³.

Los criterios de diseño son análogos a los de mezcla completa y, de la misma forma, su selección se basa en características del sustrato, debiéndose, por tanto, considerar su pertinencia una vez que se haya caracterizado la biomasa a digerir.

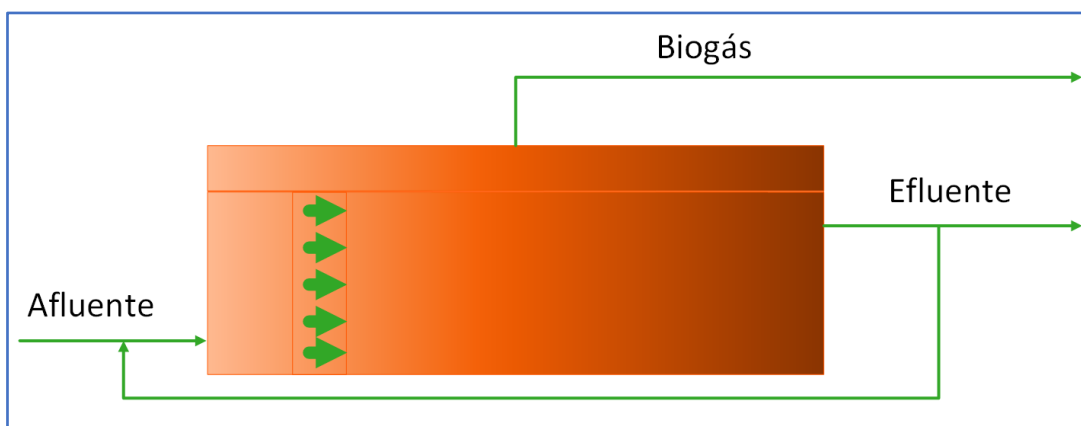


Figura 1-10: Esquema de digestor de flujo pistón

Fuente: Adaptado de Guía de Planificación de proyectos de Biogás en Chile. GIZ, Ministerio de Energía (2012).

¹³ Marschm, 2005

1.3.4 Digestor Discontinuo

Un reactor discontinuo, también denominado batch, es alimentado una vez y la biotransformación ocurre hasta que se complete el proceso de digestión antes de que se agregue o remueva materia. Estos sistemas son más simples y requieren menos equipos que los sistemas continuos. Los procesos batch se utilizan cuando los tiempos de reacción son más extensos y los sólidos que no han sido diluidos pueden ser tratados en estos digestores¹⁴.

En general, estos procesos requieren mayor trabajo de operación para alimentar o descargar que los procesos continuos. Son inconvenientes para operaciones a gran escala, donde se produce continuamente residuo y por el almacenamiento de los residuos entre cargas.

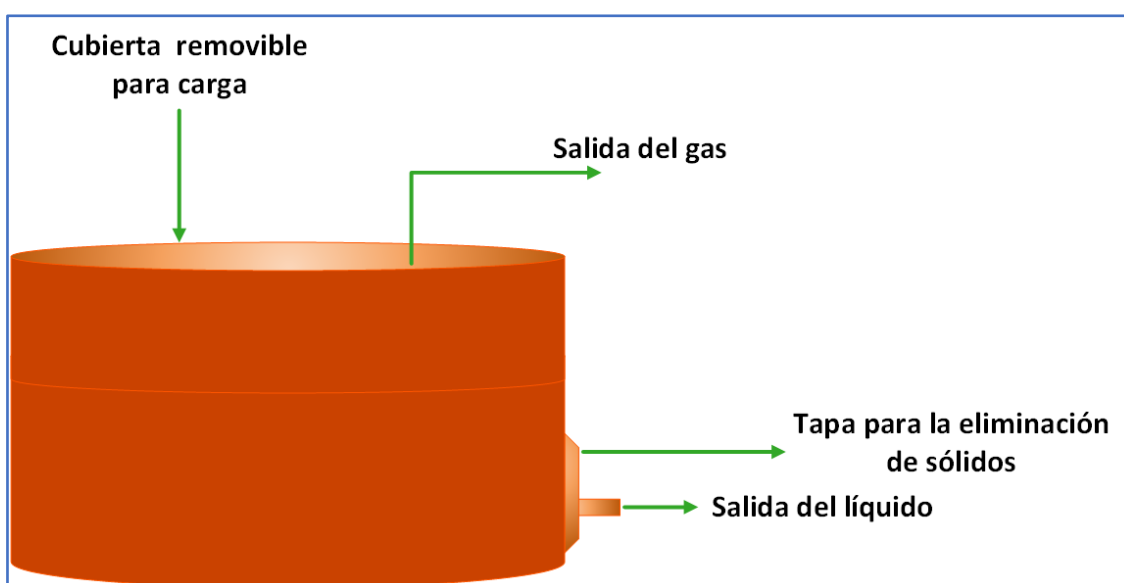


Figura 1-11: Esquema de digestor discontinuo
Fuente: Anaerobic processes, plant design and control. FAO (www.fao.org)

1.3.5 Reactores con Lecho Fluidizado

Utilizan “carrier” o medio de soporte como arena, gravilla, plástico o carbón granulado para inmovilizar la biomasa. Las características de este tipo de reactores son las altas concentraciones de biomasa en los soportes, mayor área de transferencia de masa asociado al reducido tamaño entre las partículas fluidizadas y apropiadas condiciones de alcalinidad por las altas velocidades de flujo, permitiendo digerir agua residual diluida o razones altas de reciclo.

¹⁴ Kreith y Goswami, 2007

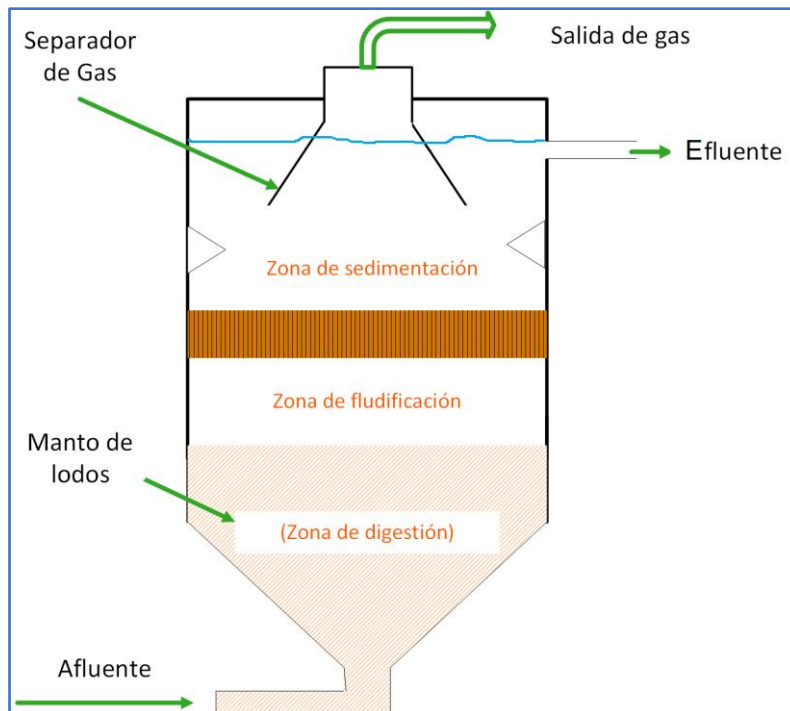


Figura 1-12: Esquema de digestor de lecho fluidizado
 Fuente: Digestión anaerobia de efluentes de fosas sépticas. Mendez *et al.* (2012).

1.3.6 Digestor Laguna Cubierta

Las lagunas cubiertas se usan habitualmente con sistemas de manejo de residuos ganaderos con un 0,5 a 2% de sólidos. En general, estos digestores no poseen calefacción por lo que operan a temperatura ambiente. El tiempo de retención hidráulica es generalmente 30-45 días o más dependiendo del tamaño de la laguna. La temperatura es un factor clave en la producción de biogás a partir de una laguna cubierta. Los climas cálidos presentan mayores tasas de producción de biogás. Para compensar las bajas temperaturas, se disminuyen las velocidades de carga y aumentar el tiempo de retención hidráulica (TRH).

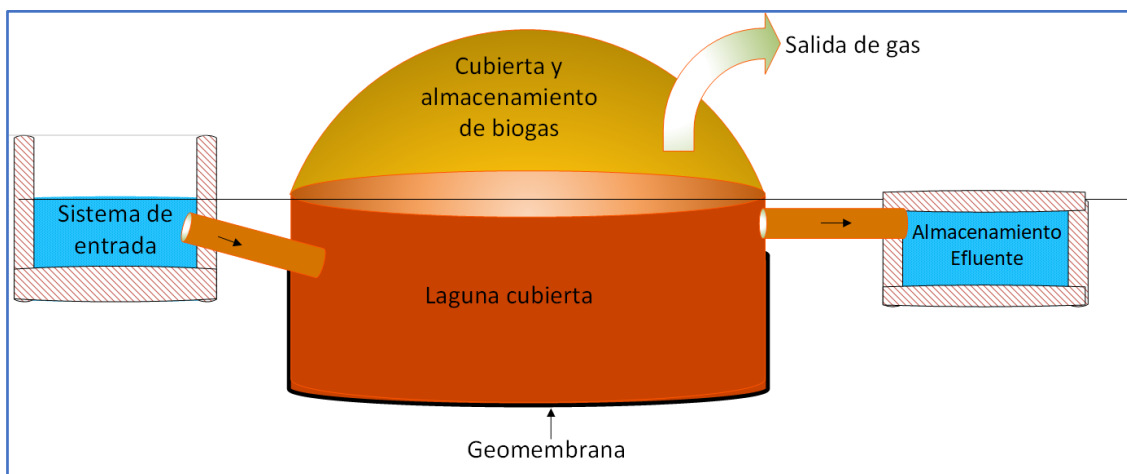


Figura 1-13: Esquema de digestor laguna cubierta
 Fuente: Adaptado de Biogás de residuos agropecuarios en la Región de Los Ríos, INDAP-Gobierno Regional de Los Ríos-(2017).

1.4 Tecnologías de limpieza y depuración del biogás

Para poder ser utilizado como sustituto del gas natural, el biogás ya acondicionado debe aprobar los requerimientos establecidos por la Norma Chilena NCh 2264, en donde se establece un rango o límite de concentración para los componentes del gas, así como un valor para el poder calorífico superior de la mezcla.

Tabla 1-8: Características de calidad de Biogás y de Gas Natural.

Elemento	Biogás (% V/V)	Gas Natural (% V/V)
Metano (CH ₄)	50-75	95,9 –97,8
Dióxido de Carbono (CO ₂)	25-50	0,4 –1,2
Nitrógeno (N ₂)	0-10	0,8 -1
Oxígeno (O ₂)	0-2	hasta 0,2 ^{1}
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	0-3	0-5 mg/m ³
Siloxanos	0-50 mg/m ³	hasta 10 mg/m ³
Agua (H ₂ O)	3,1 (como vapor de agua) ^{2}	hasta 65 mg/m ³ ^{1}
Material particulado	sin información	hasta 22,5 mg/m ³ de tamaño menor a 5 µm ^{1}
Poder calorífico superior	4.500 kcal/m ³ relleno sanitario 5.800 kcal/m ³ plantas de tratamiento	9.300 kcal/m ³

Fuentes: Metrogas, excepto ^{1}: NCh.2264Of1999, ^{2}: Urban *et al.* (2009)

Las distintas concentraciones de los componentes del biogás generado dependen de las características físico-químicas y composición del material biogénico utilizado como materia prima.

La purificación es un pre-tratamiento que involucra la remoción de contaminantes del flujo gaseoso, mientras que el acondicionamiento o *upgrading* se refiere a la remoción del CO₂ desde el biogás.

1.4.1 Pre-tratamiento del Biogás

El biogás contiene, en distintas cantidades, contaminantes que pueden causar desgaste, corrosión o depositarse en el circuito. Estos compuestos, tales como el H₂S o el H₂O, además de ser perjudiciales para los equipos, están normados con respecto a su concentración máxima permitida en el gas natural por la Norma Chilena NCh 2264, según se indica en la Tabla 1-8.

1.4.1.1 Remoción de Oxígeno y Nitrógeno

Habitualmente, las concentraciones de oxígeno en el biogás son muy reducidas, oscilando entre un 0,05 y un 5% según informan Urban *et al.* (2009). Debido a la reducción en el poder calorífico del biometano obtenido, la presencia de altas concentraciones de O₂ y N₂ es indeseado. Para ello, se tienen diversos métodos de remoción, entre los más comúnmente usados son:

- Monitoreo de la cantidad de aire entrando al proceso: Con esto se evitan entradas de cantidades anormales de O₂ al sistema, facilitando la remoción posterior
- Adsorción con carbón activado

1.4.1.2 Remoción de Agua

Los inconvenientes provocados por la presencia de agua en el sistema son diversos, tales como la corrosión de los compresores y estanques de almacenamiento, la acumulación de agua en cañerías y la condensación o congelamiento del agua a alta presión¹⁵. El gas de digestión suele estar saturado con vapor de agua, por lo que se debe remover del biogás. Existe una serie de métodos, tanto físicos como químicos diseñados para este propósito.

1.4.1.3 Remoción de Material Particulado

El material particulado, susceptible de estar presente en el biogás, puede causar desgaste mecánico de los equipos, por lo que debe ser eliminado usando filtros. Es una etapa sencilla, pero necesaria si el gas presenta este tipo de partículas.

1.4.1.4 Desulfurización

El ácido sulfhídrico (H_2S) se forma durante la reducción microbológica de los componentes azufrados, como por ejemplo alimentos con proteínas (carne, huevo, cebolla, entre otros). La presencia de estos compuestos puede llevar a corrosión en los equipos. En general se utilizan métodos de desulfurización en dos o más etapas (*gross desulphurisation- fine desulphurisation*).

Para llevar a cabo esta remoción, los principales métodos usados industrialmente son:

a) Durante la digestión:

Precipitación: mediante la adición de cloruros de hierro, ya sea Fe^{2+} o Fe^{3+} , bajo la forma de $FeCl_2$, $FeCl_3$ o $FeSO_4$; preferida para concentraciones iniciales de sulfuro mayor a 0,1%¹⁶.

Tratamiento biológico (*bioscrubber*): Puede ser aplicado en el digestor mediante la adición de microorganismos específicos (bacterias *Thiobacilli*) y aire. Posteriormente se debe eliminar el oxígeno, por lo que no se recomienda para inyección del gas a la red o para uso vehicular.

b) Post digestión:

Adsorción en carbón activado: Método fino. El sulfuro de hidrógeno es adsorbido (depositado en la superficie) del carbón activado. Para aumentar la velocidad de la reacción, así como la carga total, el carbón activado es impregnado o bien catalizado, agregando una especie reactiva en forma previa a la formación de este carbón. Esta catalización puede realizarse con KI, K_2CO_3 o ZnO. Cantidades marginales de oxígeno son aceptadas para inyección a la red de gas natural o uso como combustible vehicular, por lo que no se recomienda la oxidación del sulfuro, primando las adiciones de yodo o permanganato, que no requieren de adición de oxígeno con flujos reducidos. Al catalizar con óxido de zinc, se logra obtener concentraciones finales menores a 1 ppm, pero encareciendo el proceso¹⁷.

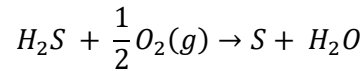
¹⁵ Kreith y Goswami, 2007

¹⁶ Urban *et al.*, 2009

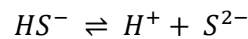
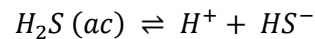
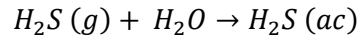
¹⁷ Petersson y Wellinger, 2009

Absorción química: Se realiza comúnmente con hidróxido de sodio u óxido de hierro, lográndose obtener azufre elemental (S). Este elemento posee valor comercial, lo cual es una ventaja sobre otros métodos¹⁸.

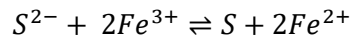
La reacción general que ocurre es:



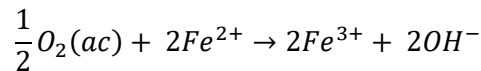
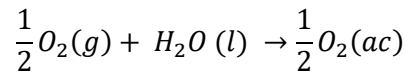
En primer lugar, el H₂S se absorbe en agua y se disocia:



Luego se forma el S mediante el siguiente mecanismo:



Finalmente la solución de hierro se regenera por oxigenación:



Como agente quelante se utiliza comúnmente EDTA, capaz de remover hasta 2.000 ppm de H₂S desde un flujo de 1.000 Nm³/h de biogás a 40°C y presión atmosférica¹⁹. Sin embargo, se requieren procesos adicionales para remover el CO₂.

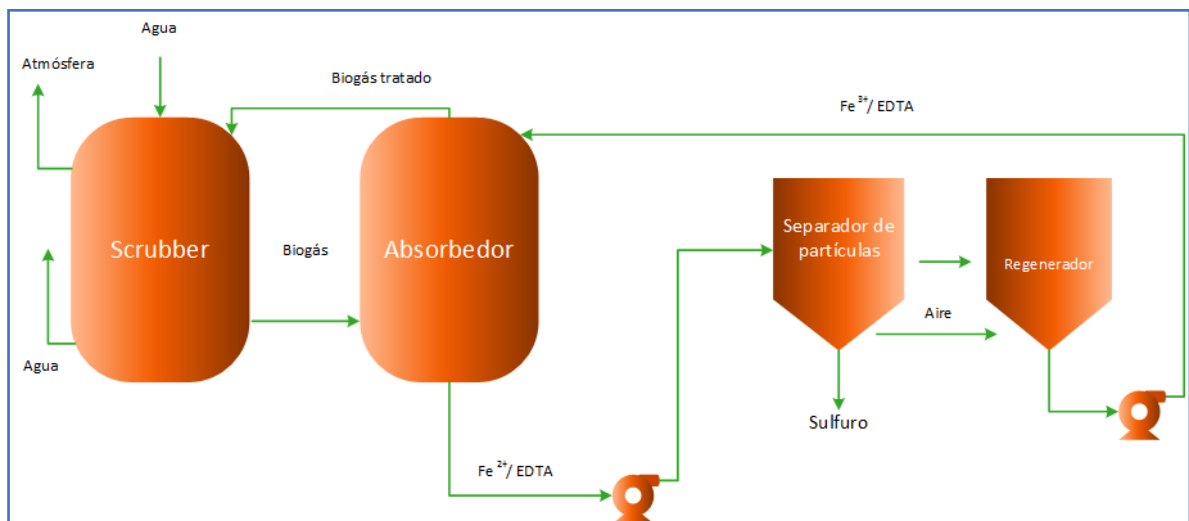


Figura 1-14: Esquema de proceso de absorción química de H₂S.
Fuente: Adaptado de Hullu *et al.* (2008)

¹⁸ De Hullu *et al.*, 2008

¹⁹ Petersson y Wellinger, 2009

1.4.2 Remoción del Dióxido de Carbono (Upgrading)

El *upgrading* se define como el proceso de remoción de CO₂ desde el biogás, lo cual permite para alcanzar una calidad similar al gas natural, con un mayor poder calorífico. Este acondicionamiento puede realizarse a través de distintas tecnologías. A continuación se presentan las principales.

1.4.2.1 Tecnología Basada en Adsorción

Esta tecnología es utilizada para diversas aplicaciones, principalmente para pequeña a mediana escala. Entre estas se encuentran:

- Separación del hidrógeno de otros gases
- Separación de los componentes del aire
- Enriquecimiento de oxígeno para procesos de combustión
- Remover nitrógeno o dióxido de carbono desde biogás

A alta presión, las moléculas del gas se adhieren a las superficies sólidas. A mayor presión y menor temperatura, se obtienen mejores eficiencias. Las plantas que utilizan esta tecnología se componen generalmente de 4, 6 o 9 columnas trabajando en paralelo. El material adsorbente puede ser carbón activado u otro tamiz molecular, tal como las zeolitas.

A grandes rasgos, el proceso de adsorción consta de cuatro etapas:

1. Adsorción a alta presión
2. Desorción a través de reducción de presión con flujo paralelo y flujo a contra corriente
3. Desorción a través de purga con biogás sin tratar o con gas acondicionado
4. Presurización de la columna con biogás sin tratar o con gas acondicionado

Durante la operación normal del sistema, los adsorbentes alternan estos ciclos de adsorción, regeneración y aumento de presión. En la primera fase, el biogás entra por el fondo de la columna para que el CO₂ (así como el O₂ y el N₂, si hubiese) sea adsorbido en la superficie del material. De este modo, se obtiene gas con cerca de un 97% de CH₄, prácticamente libre de siloxanos, compuestos volátiles orgánicos (COVs), agua y tiene un nivel reducido de CO₂²⁰.

Previo a la saturación total del material adsorbente, se detiene la fase de adsorción de la columna operativa para dar paso a la siguiente, ya regenerada, lográndose así una operación continua.

Debido a las variaciones de presión durante el proceso este método es conocido como *pressure swing adsorption* (PSA). La Figura 1-15 muestra un esquema de este proceso.

²⁰ de Hullu *et al.*, 2008

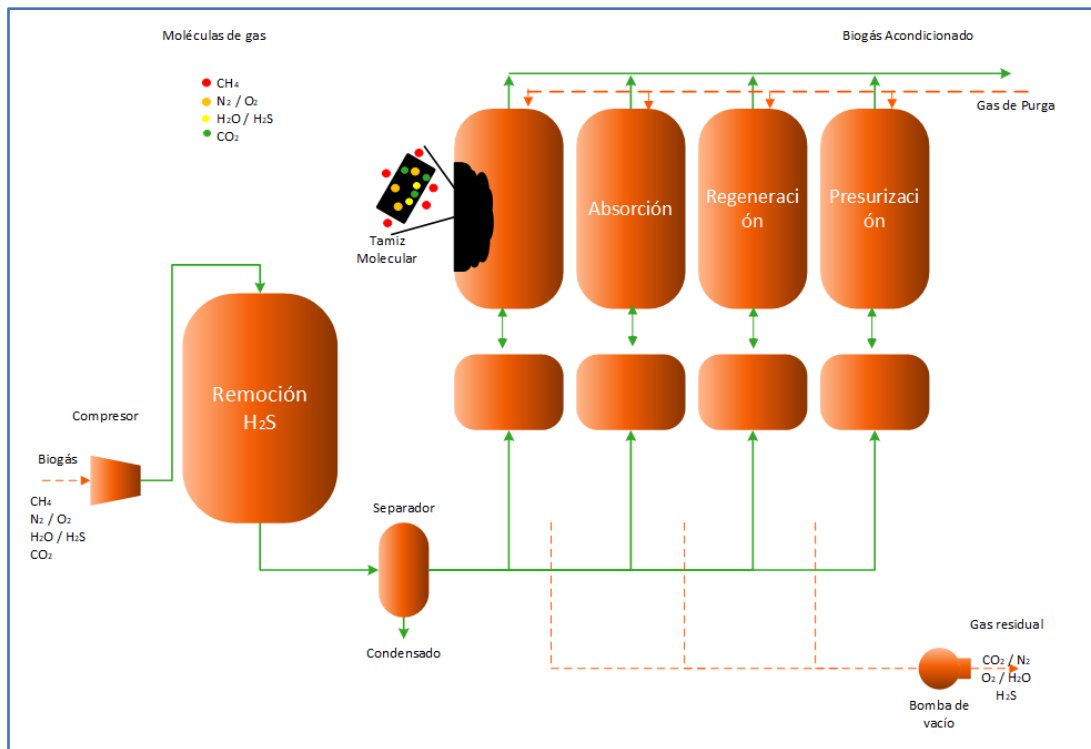


Figura 1-15: Esquema de proceso de adsorción PSA
Fuente: Adaptado de: de Hullu et al. (2008)

Los parámetros típicos de operación de este proceso corresponden a presiones entre 4 y 8 bar, junto a temperaturas entre 40 y 70°C²¹ por lo cual la PSA tiene una baja demanda energética. En condiciones favorables, la pureza del producto se eleva sobre el 98% en volumen, mientras que los valores normales llegan a más del 96%. Las emisiones de este proceso son bajas, pero igualmente deben ser tratadas.

1.4.2.2 Tecnología Basada en Absorción

La absorción se refiere a la operación de separación de uno o más componentes de un gas al atravesar éste un líquido a contracorriente. Esto ocurre dentro de una columna de relleno, la cual posee un empaque que aumenta el área de contacto entre ambas fases. En el caso del biogás, el dióxido de carbono es absorbido en fase líquida, por ser más soluble que el metano, por lo que el líquido saliente de la columna incrementará su concentración de CO₂, mientras que el gas saliente aumentará su porcentaje de CH₄. También puede separarse de esta manera el sulfuro de hidrógeno que estuviese presente en la corriente gaseosa de alimentación²².

Existen dos tipos de absorción: la absorción física y la absorción química. El primer caso corresponde a cuando las partículas de gas se unen a un agente depurador debido a fuerzas físicas, por lo que el dióxido de carbono se vuelve más soluble en el solvente orgánico. Para mejorar las condiciones de absorción, se opera a temperaturas del orden de 50°C, puesto que a medida que desciende la temperatura se privilegia la solubilidad del CO₂. Las concentraciones de metano así obtenidas varían entre 93 y 98%.

²¹ Zhao *et al.*, 2010; Urban *et al.*, 2009

²² Petersson y Wellinger, 2009

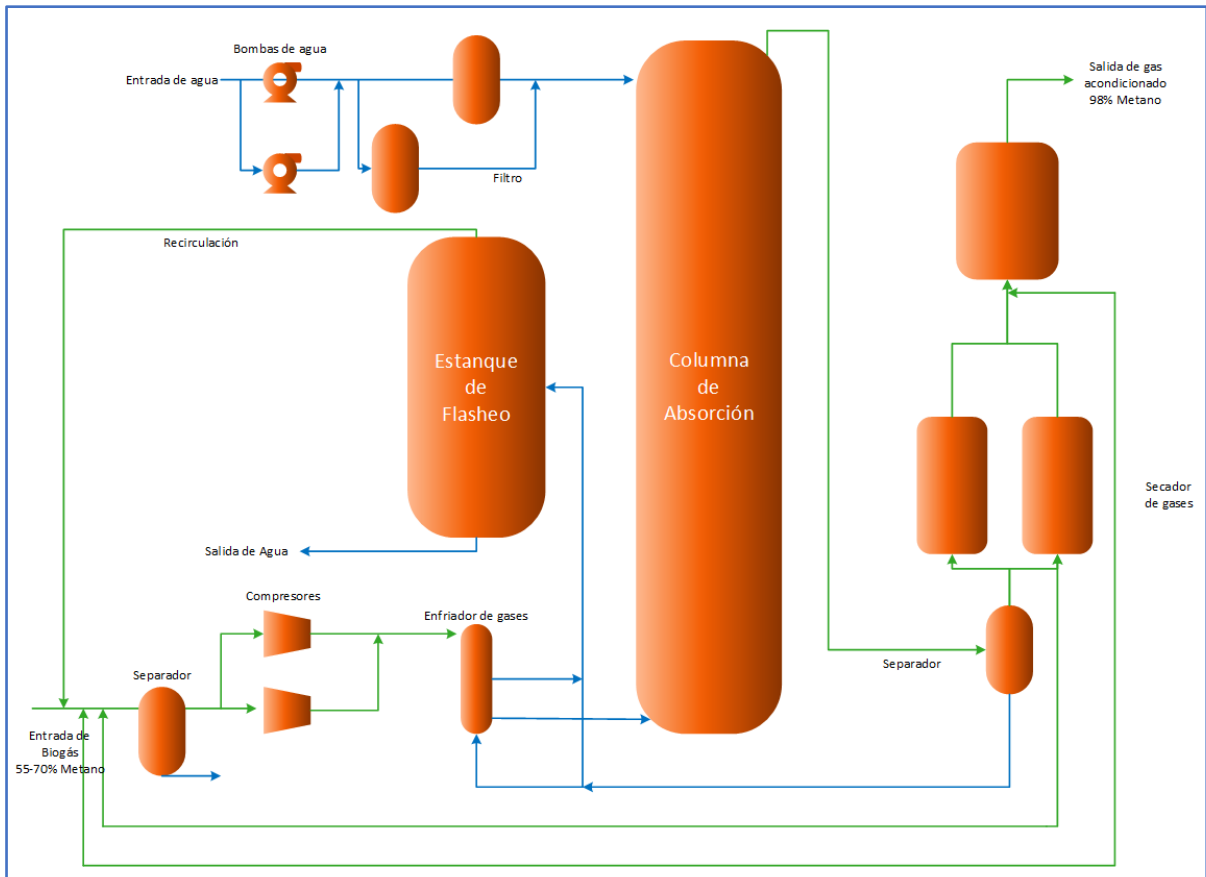


Figura 1-16: Esquema de proceso de absorción

Fuente: Adaptado de: Persson (2003)

Dentro de esta categoría se encuentra la absorción en agua (*pressurised water scrubbing, PWS*), la más utilizada de las formas de acondicionamiento de biogás. Se opera a alta presión, entre 7 y 10 bar, ya que la solubilidad de los gases en el agua aumenta. Se rocía agua desde el top de la columna, haciendo ingresar el biogás desde el fondo, poniéndose ambos en contacto a través del relleno de la columna (Figura 1-16). A continuación, el gas es dirigido hacia un secador de gases, obteniendo así una pureza del 97%, con rendimientos de hasta 94%.

La presión de la columna de absorción está entre 7 y 10 bar, trabajar a altas presiones trae ventajas al compararlo con presión atmosférica. La principal es el aumento de la solubilidad del dióxido de carbono y del sulfuro de hidrógeno en agua. Esta característica permite un menor requerimiento de agua por volumen de biogás tratado en el proceso.

Dentro de la categoría de absorción física también se encuentra la absorción física-orgánica, análoga al *water scrubbing*, pero en ésta se utiliza un solvente orgánico, como el polietilenglicol; las moléculas de gas se unen al agente depurador debido a fuerzas físicas. Por esto el dióxido de carbono se vuelve más soluble en el solvente orgánico que en agua. Gracias a esta característica, los flujos de la fase líquida en la columna de absorción son menores, por lo que la planta puede ser más pequeña.

1.4.2.3 Tecnología de Membranas

El proceso de separación con membranas está basado en que, ya sea por diferencia de tamaño de partícula y/o por diferencia de permeabilidad de los gases que componen el biogás, ciertas moléculas atraviesan una membrana mientras que otras no. Dependiendo de los gases a separar, se seleccionan los materiales más adecuados para fabricar los equipos y realizar esta separación.

A pesar de que esta tecnología es de uso común para el acondicionamiento de gases provenientes de vertedero desde fines de los años '70, en esa época las presiones requeridas para su funcionamiento eran de hasta 30 atm y las pérdidas de metano alcanzaban el 25%²³. Las actuales membranas comerciales para separación de CO₂ y CH₄ son redes poliméricas densas. En su selección para uso industrial, debido a que aún no se ha alcanzado una madurez tecnológica, se debe sacrificar ya sea la selectividad o la permeabilidad del CO₂²⁴. El orden de permeabilidad en membranas de poliamidas es, de mayor a menor: agua, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y metano²⁵.

Aparte de las membranas anteriores, que usan la técnica de separación a alta presión, existe también la adsorción gas-líquido, de desarrollo más reciente. Ésta consiste en el uso de membranas hidrofóbicas microporosas, que actúan como una interfase entre gas y líquido. El dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno se disuelven en el líquido, mientras que el metano, el cual se mantiene en estado gaseoso, es recolectado para su uso²⁶.

Existen distintas configuraciones del sistema de separación por membranas; éstas pueden variar entre una a tres etapas, con o sin reciclo. Se presentan algunos ejemplos en la Figura 1-17 y Figura 1-18.

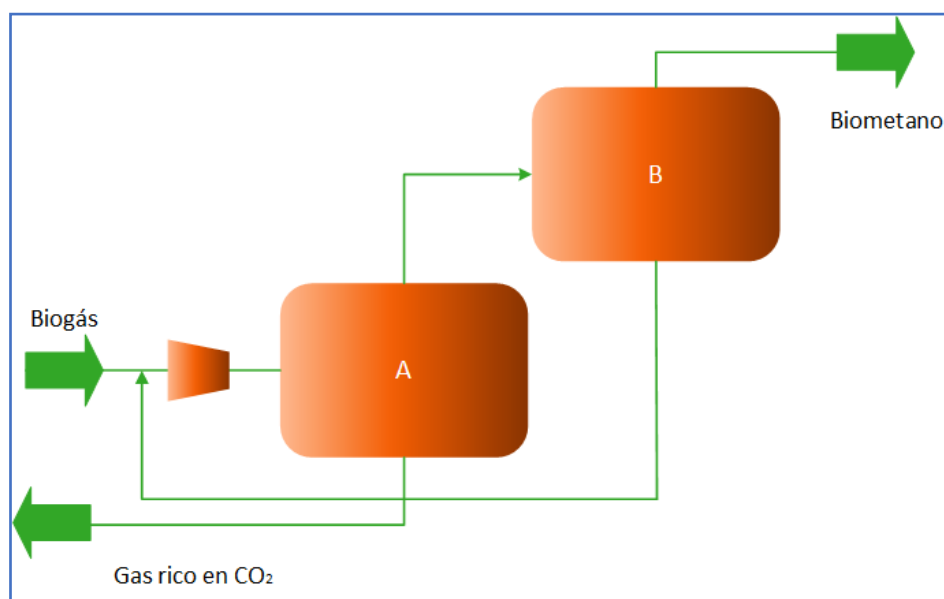


Figura 1-17: Cascada de alimentación a baja presión de dos etapas
Fuente: Adaptado de: Makaruk *et al.* (2010)

²³ Petersson y Wellinger, 2009

²⁴ Deng y Hägg, 2010

²⁵ Makaruk *et al.*, 2010

²⁶ Zhao *et al.*, 2010

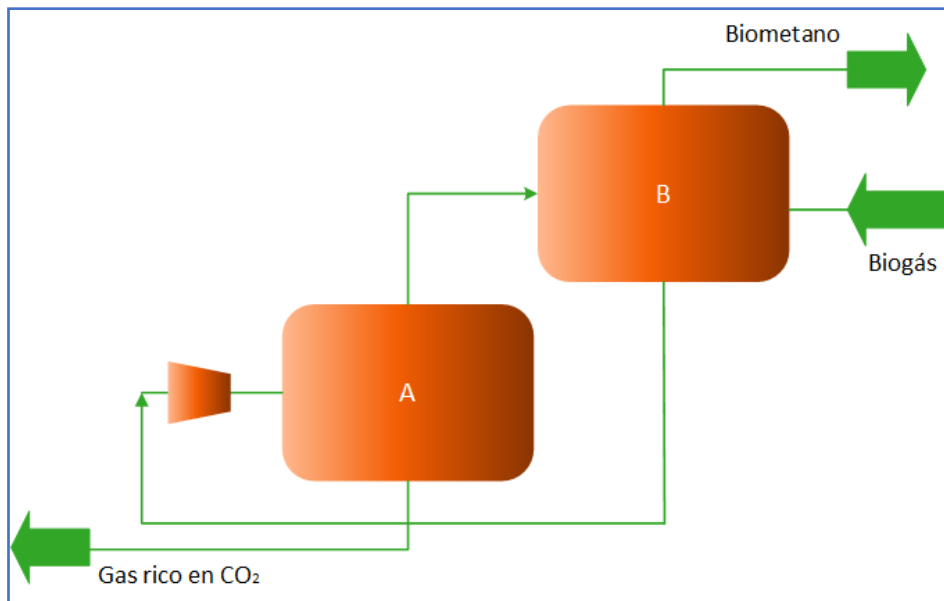


Figura 1-18: Cascada de alimentación a baja presión de dos etapas, con recirculación
Fuente: Adaptado de: Makaruk et al. (2010)

A través de modelación se puede buscar la configuración óptima para una capacidad de tratamiento determinada, ajustando presiones de operación y áreas de membrana. Como recomendación aparece la cascada de alimentación a baja presión de dos etapas, con recirculación, pero recuperando energía al utilizar parte del gas permeado como combustible para generar calor a usarse en el proceso de biodigestión (Figura 1-19), con el fin de reducir costos²⁷.

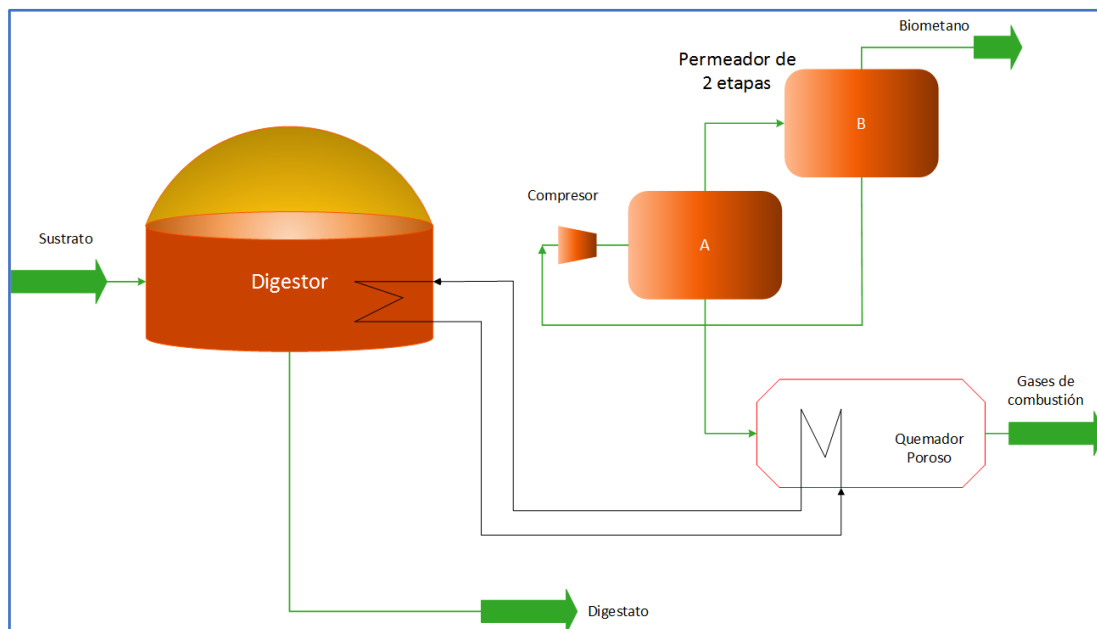


Figura 1-19: Diagrama simplificado de una configuración de dos etapas con quemador de gas permeado
Fuente: Adaptado de: Makaruk et al. (2010)

²⁷ Makaruk et al., 2010

1.4.2.4 Tecnología Criogénica

Dentro de los procesos implementados en la actualidad para remoción de dióxido de carbono desde biogás, pero con menor grado de madurez tecnológica, se encuentra la condensación criogénica. Ésta se basa en la diferencia entre los puntos de ebullición de los gases a separar, eliminando el CO₂ a alta presión desde la fase líquida²⁸. El diseño de este tipo de plantas consta de varias etapas sucesivas de enfriamiento y compresión (Figura 1-20), después de las cuales se remueven los distintos componentes no deseados para finalmente operar la columna a condiciones cercanas a -78,5°C (punto de sublimación del CO₂) y 26 bar²⁹, pudiendo éstas ser incluso más extremas, con valores de -100°C y 40 bar³⁰.

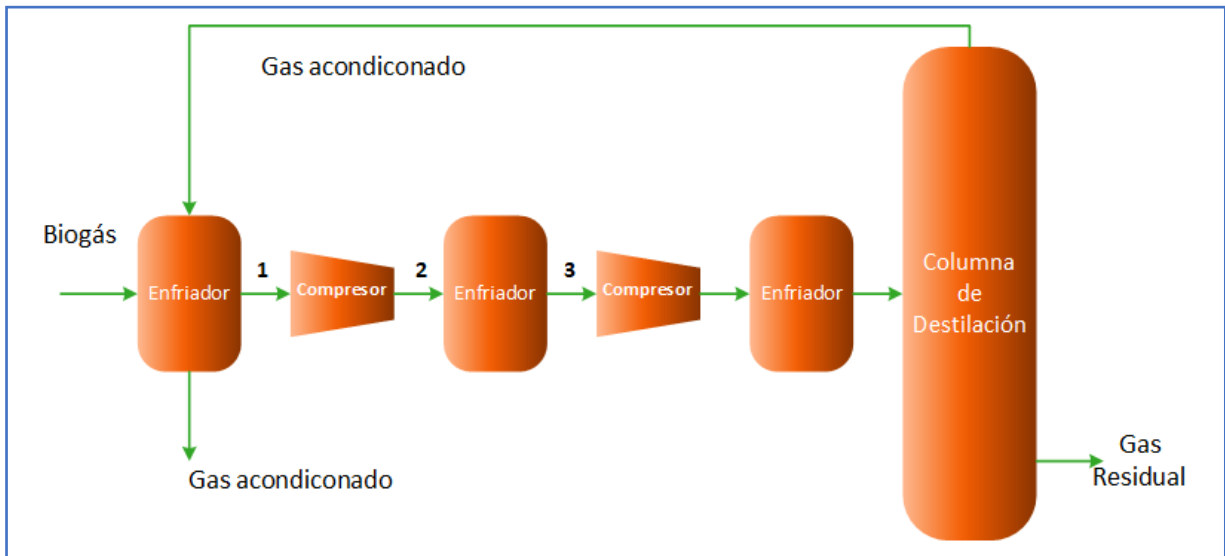


Figura 1-20: Diagrama simplificado de una configuración de separación criogénica
Fuente: Adaptado de: Hullu *et al.* (2008)

Los principales equipos necesarios para una planta de este tipo son compresores, turbinas e intercambiadores de calor, quienes junto a la columna aumentan el capital necesario para la instalación y operación de la planta.

1.5 Usos de biogás.

El biogás producido en procesos de digestión anaeróbica puede tener diferentes usos:

- En caldera para generación de calor o electricidad.
- En motores o turbinas para generar electricidad.
- En pilas de combustible, previa realización de una limpieza de H₂S y otros contaminantes de las membranas.
- Inyección a la red de gas natural, acondicionándolo para que cumpla con los requerimientos normativos
- Uso como material base para la síntesis de productos de elevado valor añadido como es el metanol o el gas natural licuado.

El biogás, además de metano tiene otra serie de compuestos que se comportan como impurezas: agua, sulfuro de hidrógeno, monóxido de carbono y compuestos orgánicos

²⁸ Lozanovski *et al.*, 2010

²⁹ Petersson y Wellinger, 2009

³⁰ de Hullu *et al.*, 2008

volátiles como hidrocarburos halogenados, siloxanos, etc. Por tanto, como se ha mencionado anteriormente, es necesaria la limpieza y acondicionamiento del combustible, dependiendo del uso final.

Tabla 1-9: Recomendaciones de acondicionamiento por uso final.

Uso final	Eliminación del agua	Eliminación del CO,	Eliminación del H ₂ S
Producción térmica en caldera	1	0	0-1-2
Producción de electricidad en motores estacionarios	1 o 2	0-1-2	1 o 2
Combustible de vehículos o para turbinas	2	2	2
Gas natural para calefacción	2	2	2
Pilas de combustible	2	2	2
Tratamiento según el uso final del biogás. (0= no tratamiento, 1= tratamiento parcial, 2= tratamiento elevado).			

Fuente: CIRCE

A continuación, se describen los principales usos del biogás en la actualidad:

1.5.1 Producción de calor o vapor

El uso más simple del biogás es para la obtención de energía térmica (calor). En aquellos lugares donde los combustibles son escasos, los sistemas pequeños de biogás pueden proporcionar la energía calórica para actividades básicas como cocinar y calentar agua. Los sistemas de pequeña escala también se pueden utilizar para iluminación. Los quemadores de gas convencionales se pueden adaptar fácilmente para operar con biogás, simplemente cambiando la relación aire-gas. El requerimiento de calidad del biogás para quemadores es bajo. Se necesita alcanzar una presión de gas de 8 a 25 mbar y mantener niveles de H₂S inferiores a 100 ppm para conseguir un punto de rocío de 150°C. No obstante, lo anterior, según artículo N° 22 del Decreto 119, indica: “Los artefactos que se utilicen en toda planta de biogás deberán corresponder a artefactos a biogás o artefactos adaptados. En el caso de instalaciones domiciliarias, sólo se podrán utilizar artefactos a biogás”.

1.5.2 Generación de electricidad y/o Co-generación

Los sistemas combinados de calor y electricidad utilizan la electricidad generada por el combustible y el calor residual que se genera. Algunos sistemas de co-generación producen principalmente calor y la electricidad es secundaria. Otros sistemas producen principalmente electricidad y el calor residual se utiliza para calentar el agua del proceso. En ambos casos, se aumenta la eficiencia del proceso en contraste si se utilizara el biogás sólo para producir electricidad o calor. Las turbinas de gas (microturbinas, desde 25 hasta 100 kW y turbinas grandes > 100 kW) se pueden utilizar para la producción de energía térmica y eléctrica, con una eficiencia comparable a los motores de encendido por chispa y con un bajo costo de mantenimiento. Sin embargo, los motores de combustión interna son los usados más comúnmente en este tipo de aplicaciones. El uso de biogás en estos sistemas requiere la remoción de H₂S (pues se requiere un contenido inferior a las 100 ppm) y vapor de agua.

1.5.3 Combustible vehicular

El uso vehicular del biogás es posible y en la realidad se emplea exitosamente desde hace bastante tiempo en países como Suecia y Alemania. Para esto, el biogás debe tener una calidad similar a la del gas natural (SNG), para usarse en vehículos que se han acondicionado para el funcionamiento con gas natural. La mayoría de los vehículos de esta categoría han sido equipados con un tanque de gas y un sistema de suministro de gas, además del sistema de gasolina normal de combustible. El biogás puede ser utilizado en motores de combustión interna tanto a gasolina como diesel.

Algunas de las barreras que han retrasado el uso del biogás como combustible son:

- El gas debe ser almacenado en contenedores cilíndricos de alta presión (200 a 300 bar); este tipo de almacenamiento implica que el mismo deba ser purificado y comprimido.
- La conversión de los motores es costosa (instalación similar a la del gas natural) y el peso de los cilindros disminuye la capacidad de carga de los vehículos.
- La falta de una adecuada red de abastecimiento y la energía involucrada en la compresión a gran escala de este tipo de uso.

En resumen, el escenario ideal es la implementación de sistemas de cogeneración, que permiten la utilización de energía térmica y eléctrica para autoconsumo, que implica un ahorro en agua caliente y electricidad, junto con la conexión a la red para la venta de energía eléctrica.

1.5.4 Inyección a la Red

Al igual que para el caso del uso de biogás como combustible vehicular, éste debe ser tratado por procesos de limpieza y depuración para obtener biometano con calidad similar al gas natural. Además, el biogás tratado debe ser ajustado para satisfacer las especificaciones requeridas por la red a la que se inyectará. Los puntos que deben tomarse en consideración en esta etapa son:

- Odorización
- Ajustes de poder calorífico, densidad relativa e índice de Wobbe
- Ajuste de presión.

A la fecha (2018) en Chile existe sólo una instalación que inyecta biometano a la red, esta es La Farfana, planta de tratamiento de aguas servidas provenientes de la ciudad de Santiago, de la empresa Aguas Andinas. Una vez generado el biogás es sometido a un tratamiento de limpieza y depuración; que permite la remoción de ácido sulfhídrico (H_2S), de la fracción de dióxido de carbono (CO_2) y otros elementos existentes en el biogás. Por tanto, finalizado este proceso se obtiene un gas compatible con el gas natural, según NCh 2264, que es inyectado a la red de gas natural de Metrogas en Santiago de Chile.

1.6 Usos del digestato

La práctica de incorporar directamente al suelo los residuos del sector agrícola y ganadero, constituye un manejo poco recomendable por el tiempo que éstos requieren para transformarse en compuestos asimilables por las plantas, a través de los procesos de mineralización y de humificación. La estabilización de residuos orgánicos previo a su incorporación al suelo tiene como finalidad acelerar la descomposición o mineralización primaria de subproductos y residuos orgánicos, para obtener un

producto orgánico más estable biológicamente, enriquecido en compuestos húmicos y libre de patógenos

El digestato es el subproducto estabilizado semi-líquido resultante de la digestión anaerobia y tiene un uso potencial como fertilizante orgánico. El digestato puede aplicarse de forma directa, o previa separación en dos fracciones, sólida y líquida. La utilización del digestato como fertilizante puede proporcionar soluciones prácticas que aumenten la rentabilidad de los proyectos de biogás.

La calidad de cualquier material orgánico que ha sido bioprocesado, ya sea en forma aeróbica o anaeróbica, está relacionada con la estabilidad biológica y la madurez química que se alcanza, durante el desarrollo y evolución de las diferentes etapas del proceso. Esto coincide con los valores constantes obtenidos en algunos parámetros utilizados para definir el Índice de Madurez de los Compost³¹. Este índice considera tres características esenciales:

La relación C/N, para discriminar materiales con mayor probabilidad de inmovilizar nitrógeno.

La estabilidad biológica, la cual excluye materiales que se encuentran en activa descomposición microbiana, porque contienen un nivel de carbono que sustenta la actividad microbiana.

La madurez química, donde se evalúa la presencia de compuestos fitotóxicos, productos de una biodegradación que se encuentra aún en fases intermedias.

La clasificación como biofertilizante, depende de las características bioquímicas de las materias primas utilizadas, de forma que si éstas contienen altos niveles de nutrientes, generarán productos con características de fertilizantes orgánicos. A continuación se presenta una Tabla con valores promedio de algunos de los análisis químicos (Tabla 1-10) y biológicos (Tabla 1-11) realizados para los materiales orgánicos estabilizados por reducción biológica (Bioabono)

Tabla 1-10: Análisis químicos³²

Parámetros	Bioabono
pH(H ₂ O 1:5)	7,9
MO (W-B) 1:5	45,0
MO (Calcinac. %)	58,0
N Total (Kjeldal %)	1,8
P Total (%)	8,4
K Total (%)	0,7
Relación C/N	25,0
N mineral (mg/kg)	30,0
C.E. (dS/m)	14,4

³¹ Varnero et al, 2004

³² Varnero, 2001

Tabla 1-11: Análisis químicos³²

Caracterización microbiana	Bioabono
Actividad biológica (N° cél./ml·10 ⁴)	1.054
Microflora total (N°cél./ml·10 ³)	68
Hongos y levaduras (N° cél./ml·10 ³)	25
Fermentos nitrosos (N° cél./ml·10 ³)	1.100
Fermentos nítricos (N° cél./ml·10 ³)	50
Coliformes totales (N° colonias/ml·10 ³)	0

Además de la estabilidad biológica del digestato como fertilizante, en comparación a la aplicación directa de purines, se pueden destacar algunas externalidades positivas como:

- Disminución de olores
- Disminución de vectores (roedores, insectos, etc.)
- Diminución en la emisión de metano
- Control de malezas

Cabe destacar que actualmente existe en Chile una norma que regula la Calidad del Digestato NCh3375:2015, la cual contempla recomendaciones para los siguientes parámetros:

- Requisitos sanitarios Escherichia coli, Salmonella sp, Huevos de helmintos
- Requisitos físicos y químicos (libre de olores, metales pesados, no geminen malezas, contenido materia orgánica, etc)
- Parámetros a informar (pH, nutrientes, C/N, etc)
- Rotulado y ficha técnica
- Muestreo Norma Chilena



Módulo 2 - Diseño de Plantas Medianas y Grandes

2 Diseño Plantas Medianas y Grandes

De acuerdo al Decreto Supremo N°119, que recientemente entró en vigencia el día 2 de agosto del 2017, las plantas de biogás se clasifican como pequeñas, medianas y grandes. Esta clasificación obedece a la producción y suministro de biogás:

- Planta Pequeña: Menor a 180 kW
- Planta Mediana: Entre 180 y 900 kW.
- Planta Grande: Superiores a 900 kW.

2.1 Conceptos y Consideraciones

En este punto es necesario recordar ciertos conceptos y magnitudes, físicas y termodinámicas, que se requieren para la correcta ingeniería en el diseño de una planta.

2.1.1 Presión – Temperatura – Volumen

Presión

Se debe hacer la diferencia entre presión absoluta (P_{abs}) y presión relativa (P_{rel}), siendo la fórmula la siguiente:

$$P_{abs} = P_{rel} + P_{atm}$$

Dónde

P_{abs} = Presión absoluta (bar, mbar, PSI)

P_{rel} = Presión relativa, o manométrica (barg, mbag, mmca, PSIG, G se asigna por manómetro en inglés, pressure gauge)

P_{atm} = Presión atmosférica (1 atm; 1,013 bar; 1.013 mbar)

Temperatura

Es necesario diferenciar entre **temperatura absoluta** (°K) y **temperatura relativa** (°C) de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$T(^{\circ}K) = T(^{\circ}C) + 273,15$$

$$273,15^{\circ}K = 0^{\circ}C$$

$$0^{\circ}K = -273,15^{\circ}C$$

Corresponde al cero absoluto

Volumen

Se debe hacer la diferencia entre **caudal volumétrico** (m³/h) y **caudal másico** (kg/h), según la fórmula siguiente:

$$M \left(\frac{kg}{h} \right) = Q \left(\frac{m^3}{h} \right) \cdot d \left(\frac{kg}{m^3} \right)$$

Donde

M = caudal másico (kg/h, kg/d, ton/h, ton/d, mg/s, etc.)

Q = caudal volumétrico (m³/h, m³/d, l/h, ml/s, etc.)

d = densidad del fluido (mg/l, g/l, kg/m³, ton/m³, etc.)

2.1.2 Propiedades de los Gases

Ley de los gases ideales

Un gas ideal se caracteriza por tres variables de estado: la presión absoluta (P), el volumen (V), y la temperatura absoluta (T). La relación entre ellas y la cantidad (en moles) del gas constituye la *ecuación de estado del gas ideal*:

$$P \cdot V = n \cdot R \cdot T$$

Donde

P = Presión absoluta

V = Volumen

n = Moles de gas

R = constante universal de los gases ideales = $0,0821 \left(\frac{\text{atm} \cdot \text{l}}{\text{mol} \cdot \text{K}} \right)$

T = temperatura absoluta

Por último, y para efectos de diferenciar volumen “universal” de la realidad efectiva, se debe distinguir entre lo que se conoce como **Condiciones Normales** y **Condiciones Estándares** de Temperatura y Presión:

	T	P
Condiciones Normales (CNTP)	0°C (o 273,15 °K)	1 atm (1,013 bar)
Condiciones Estándares (CSTP)	20°C	1 atm

Con ello y aplicando la ecuación de estado, se tiene que el volumen calculado de un mol de gas ideal en condiciones normales de presión y temperatura es:

$$P \cdot V = n \cdot R \cdot T \rightarrow V = (1 \cdot 0,0821 \cdot 273,15)/1$$

$$V = 22,426 \text{ l}$$

2.1.3 Caudal Efectivo – Normal – Estándar

Un caudal normalizado indica una cantidad volumétrica en una condición *normalizada* que es independiente de las condiciones físicas del terreno de emplazamiento. Así, 1 Nm³ de metano contiene la misma cantidad de moléculas y tiene directa relación con cantidad, masa y peso del producto (gas) generado.

El caudal normalizado supone balance de masas y que la cantidad producida es constante en términos de moléculas, peso y cantidad de materia, es resultado del cálculo de la producción de biogás a partir de la remoción de materia orgánica (MO) en el digestor, es decir, por cada kg de MO, Demanda Biológica de Oxígeno (DBO),

Demanda Química de Oxígeno (DQO), etc. que son tratados/removidos, se obtiene X (Nm³) de CH₄ producidos o Y (Nm³) de biogás producido con Z (%) de CH₄.

Así, se utiliza caudal normal Nm³/tiempo para balances de masa, en tanto que caudal (m³/tiempo) para aquellas consideraciones que resultan del volumen efectivo: velocidad en tuberías, pérdida de carga.

En cuanto a volumen estándar, éste sólo se utiliza si su rendimiento de producción de biogás (o metano) indica la unidad Sm³/kgMO_{removida}, o si un proveedor requiere especificar su equipo en condición de volumen estandarizado.

2.1.4 Concepto de Pérdida de Carga

La pérdida de energía de un fluido en una tubería, que suele expresarse en términos de energía por unidad de peso de fluido circulante, se denomina **pérdida de carga**, y tiene dimensiones de longitud.

Una vez transformado el caudal normalizado (o estandarizado) en *caudal efectivo*, se puede realizar el cálculo de pérdida de carga. Debe tener la precaución de tener presente que el material en las tuberías **no** es metano puro, sino que se habla por ejemplo, de biogás 50%CH₄, lo que significa que si el caudal es de 1 m³/h de CH₄, entonces el caudal respecto del biogás será 2 m³/h, el doble.

Los pasos a seguir en el cálculo de pérdida de carga:

- Del balance en el Digestor, determinar la cantidad de metano que se produce (Nm³CH₄/día)
- Conociendo o asumiendo una concentración de metano (%CH₄) en el biogás, se puede calcular el caudal de biogás

$$\text{Nm}^3/\text{día} = \text{Nm}^3\text{CH}_4/\text{día} / \% \text{CH}_4$$

- Luego, y conociendo las condiciones reales de Temperatura y Presión, se convierte el caudal normalizado a caudal efectivo aplicando la Ley de los gases ideales:

$$Q \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right) = Q_N \left(\frac{\text{Nm}^3}{\text{día}} \right) \cdot \frac{P_N}{T_N} \cdot \frac{T}{P}$$

Nota: Usar **siempre temperaturas y presiones absolutas**

- Finalmente, calcular la pérdida de carga, convirtiendo caudal diario a una unidad más apropiada, m³/h, de acuerdo a la fórmula a utilizar (*Lebeau, Karman-Nikuradse, Colebrook, Blasius*, etc.)

Régimen de flujo

Otro factor a determinar, para calcular la pérdida de carga, es saber con cuál régimen de flujo se trabajará, *Flujo Laminar* o *Flujo Turbulento*. Dado que, por una consideración de costos y ahorro de tuberías se evita quedar en condición de flujo laminar o trabajar en bajas velocidades, se asume que se trabajará siempre en condiciones de **Flujo Turbulento**.

Cálculo de densidad (ρ)

Si se tiene en cuenta que la composición del biogás es variable, se entiende que también lo es su *densidad*. Por tanto, la densidad del biogás se debe calcular

conociendo su composición, la que puede estimarse, según bibliografía o la experiencia.

La densidad normal se calcula:

$$\rho_N = \%CH_4 \cdot 0,72 + \%CO_2 \cdot 1,95 + \%N_2 \cdot 1,25 + \%H_2O_{vap} \cdot 1,05$$

Si se necesita calcular la densidad real, T y P reales, se utiliza la ecuación de estado de gas ideal (ley de gases ideales), con lo que se obtiene:

$$\rho = \rho_N \cdot \frac{T_N}{T} \cdot \frac{P}{P_N}$$

Donde T_N y P_N corresponden a temperatura y presión en condiciones normales, T y P aquellas de condiciones reales, para las que se determina la densidad real ρ .

Número de Reynolds (Re)

Se utiliza en mecánica de fluidos, diseño de reactores y fenómenos de transporte para caracterizar el movimiento de un fluido. Corresponde a un parámetro que condiciona el paso de un régimen de flujo a otro cuando se modifica la velocidad y/ la viscosidad, indicando si el régimen es *Laminar* o *Turbulento*.

Valor [Re]	Régimen
Re < 2.000	Régimen de flujo Laminar
2.000 < Re < 4.000	Zona Crítica o de Transición
Re > 4.000	Régimen de flujo Turbulento

Es una cantidad adimensional que representa la relación entre las fuerzas de inercia y las fuerzas de viscosidad o de fricción en el interior de un fluido en movimiento. Para un fluido que circula por el interior de una tubería circular recta, el número de Reynolds viene dado por:

$$Re = \frac{\rho v_s D}{\mu} = \frac{v_s D}{\nu}$$

siendo,

ρ : densidad del fluido (kg/m^3)

v_s : velocidad característica del fluido (m/s)

D : diámetro de la tubería a través de la cual circula el fluido o longitud característica del sistema (m)

μ : viscosidad dinámica del fluido ($N \cdot s/m^2 = kg/m \cdot s = Pa \cdot s$)

ν : viscosidad cinemática del fluido (m^2/s)

Dado por:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

Para poder calcularlo, se debe conocer:

- Las condiciones de Temperatura y Presión, junto con la composición del biogás → se obtiene con ello la densidad (ρ) y la viscosidad dinámica (μ),
- La velocidad máxima que se ha determinado → se obtiene el Diámetro mínimo a seleccionar

A partir de esos datos, se puede calcular Re y asegurarse de utilizar la fórmula correcta de cálculo de pérdida de carga, teniendo siempre presente el trabajar en régimen de flujo turbulento.

Velocidad del biogás en tuberías

En términos de la velocidad del flujo de biogás en tuberías, existe la convención entre ingenieros proyectistas que busca mantener dentro del sistema velocidades inferiores a 5 m/s. Lo anterior se sustenta porque, dadas las bajas presiones en el digestor, se debe disminuir la pérdida de carga en tuberías de manera que el biogás logre llegar adecuadamente a la instalación de quema.

Sin embargo, si el diseño contempla el uso de algún soplador para levantar presión, las velocidades pueden ser mayores, siempre y cuando se cumpla con lo siguiente:

- 1) Que en tramos largos, no supere los **12 m/s**.
- 2) Que en los tramos cortos, no supere los **20 m/s**.
- 3) Que el soplador sea correctamente dimensionado, esto es, que se haya efectuado el cálculo de pérdida de carga.
- 4) Que se considere escurrimiento de condensados en el mismo sentido de flujo del biogás.

Coeficiente de pérdida de carga, λ

Para efectuar correctamente los cálculos de pérdida de carga, se debe determinar un coeficiente de pérdida de carga, λ .

Para un régimen turbulento ($Re < 10^5$), se aplicará cálculo con la ecuación de Blasius³³, las cuales permiten determinar el coeficiente de la siguiente forma:

$$\lambda = \alpha Re^{-n}, \quad \text{donde } \alpha = 0,316 \text{ y } n = 0,25$$

Consideraciones para el cálculo de pérdida de carga lineal

Se debe tener presente las variaciones y evolución de las propiedades del fluido dentro del sistema de tuberías: temperatura, densidad y presión. Entonces, para mayor facilidad al calcular la pérdida de carga, se considera:

- 1) Densidad, viscosidad y caudal en CNTP.
- 2) Aplicar fórmula de corrección de dichos parámetros para obtener pérdida de carga real, esto es, con T y P efectivas.
- 3) Aunque en rigor existe variación, para estos propósitos se la considera no significativa y se asume viscosidad constante en el rango de temperatura (0-40) °C.

Nota: Las pérdidas de carga del sistema que son no lineales, es decir, de ocurrencia en las *singularidades* (válvulas, fittings) se deben llevar a lineal por equivalencia. Las singularidades (total) se expresan en términos de longitud (metros lineales) y ese valor se multiplica por el valor calculado de pérdida lineal (en tuberías).

2.1.5 Consideraciones diseño y construcción

Para el diseño y construcción se deben considerar las exigencias mecánicas y térmicas a las que será expuesta la planta de biogás durante su operación. Asimismo, se deberán considerar protecciones contra daños mecánicos y térmicos, vientos, entre otros.

Los materiales, productos, elementos, accesorios, revestimientos, construcciones o estructuras utilizadas en las plantas de biogás deben:

³³ Fórmula del monomio - "Calcul de Pertes de Charges", A. Boussicad. 1990. Ed. Parisina.

- 1) Contar con aptitud química y física para el uso y contacto con biogás, sustratos, sus mezclas líquidas, sólidas y gaseosas, como también para los gases de su combustión.
- 2) Ser resistentes a las presiones de operación.
- 3) Ser resistentes a las condiciones del entorno.

Los materiales aislantes térmicos que se utilicen para recubrir los biodigestores o tuberías, deben tener protección contra daño externo, sea físico o químico.

Las plantas deberán contar con un proceso de limpieza del biogás con el fin de disminuir la humedad (vapor de agua) y el ácido sulfhídrico (H₂S), mejorando su calidad y disminuyendo sus propiedades corrosivas, prolongando la vida útil de los equipos y sistemas en contacto directo

2.1.6 Otras Consideraciones

Se debe tener presente además que un proyecto de planta de biogás está sujeto al marco normativo ambiental, Ley 19.300 y, dependiendo de sus características (dimensión, emplazamiento, propósito) puede someterse al SEIA, junto con requerir tramitar otros permisos sectoriales indispensables para su correcta implementación.

2.2 Tipos de Plantas de Biogás.

En general, las plantas de biogás se clasifican, según la potencia nominal (pequeñas, medianas y grandes), tecnología y uso que se le da al biogás:

- **Instalaciones pequeñas:** Instalación de producción y suministro de biogás cuya potencia nominal es menor o igual a 180 kW.
- **Instalaciones medianas:** Instalación de producción y suministro de biogás cuya potencia nominal es mayor a 180 kW y menor o igual a 900 kW.
- **Instalaciones grandes:** Instalación de producción y suministro de biogás cuya potencia nominal es mayor a 900 kW.

2.3 Etapas de desarrollo de un proyecto

Para un proyecto y sus etapas aplican una serie de criterios, metodologías y herramientas, las que varían en cada caso y contexto. A continuación se presentan de modo general las principales etapas:

Identificación de las necesidades/problemas: Evitar comenzar por la solución. Este es un error frecuente y que generalmente desencadena una serie de otros problemas. Se debe especificar:

- ¿Qué se quiere lograr?
- ¿Por qué y para qué?
- ¿Dónde, quién y cómo se va a lograr?

Propuesta: Identificado el problema de fondo, comienza el desarrollo preliminar del proyecto, el cual debe considerar un estudio de factibilidad técnico y económico. El objetivo es planificar la eficiencia del uso de recursos y estimar la capacidad para llevar la idea a cabo.

Si bien lo anterior es información genérica para el desarrollo de cualquier proyecto, en nuestro caso debemos tener presente el objetivo de nuestra planta de Biogás, es decir:

- Instalación de quema biogás.
- Instalación de quema de biogás, aprovechamiento de energía térmica (caldera y/o secador).
- Instalación de quema, aprovechamiento de energía térmica y generación de energía eléctrica (autoconsumo, inyección 100% al SIC o ambos)

2.3.1 Definición base de un proyecto, proceso.

Objetivo de la ingeniería de procesos

Se debe tener presente que el objetivo de dicha especialidad es múltiple, y contempla diversos puntos:

- Determinar la mejor solución de proceso para resolver el problema entre todas aquellas posibles y conocidas, con base en estudio de laboratorio y tomando en cuenta los respectivos fenómenos (biológicos, físicos, químicos, e interacciones) para identificar y determinar cambios de materia y de la energía.
- Definir las grandes líneas del proceso: flujos de materia, flujos de energía
- Identificar dónde se observan cambios, y las evoluciones en cada paso por la U de Proceso (UdP)
- Para el proceso determinar y especificar las UdP que se requieren desde flujo de entrada, para completar el objetivo en el flujo de salida.
- Informar de los demás requisitos y requerimientos a aquellas otras especialidades involucradas, para lograr cohesión.

Al esquematizar el proceso por UdPs es necesario indicar en cada conector, de UdP a otra, aquellas variables estudiadas y sujetas a variación dentro del proceso como: caudal másico (M), Q, P, T, %CH₄, si existe tratamiento de gases, y realizar el correspondiente balance de masas, de agua, de energía, en consecuencia con el estudio requerido.

Balance de aguas

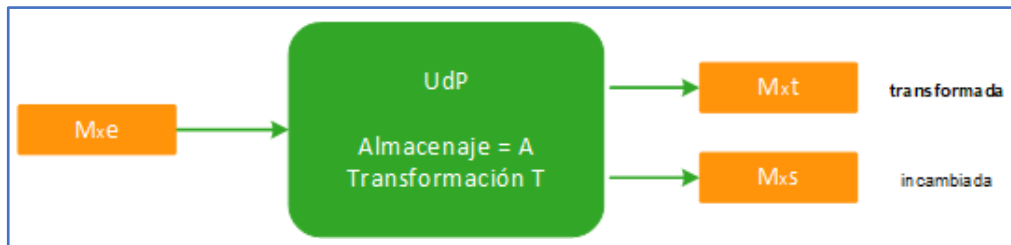
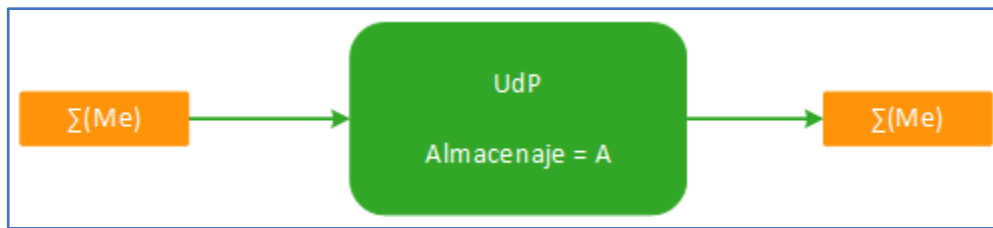
En el caso de la producción de biogás en planta, la materia orgánica es transportada con agua como medio, y es por tanto, la razón por la cual es necesario determinar los flujos de agua, para dimensionar a su vez cada UdP según corresponda de acuerdo a la evolución de caudales y volúmenes (tuberías, estanques, válvulas, bombas, etc).

Balance de masas

El objeto de realizar balance de aguas es la determinación de flujos y transformaciones de la materia sujeta al proceso, para calcular las remociones y determinar cuánto de la materia se transformará en biogás.

Previo a realizar el balance de aguas, dado que la materia es transportada por medio de agua, es necesario el balance de masa. Multiplicando el caudal volumétrico por la concentración de la materia estudiada en el caudal, se obtiene el caudal másico (M)

$$M (kgMO/t) = [MO](kg/m^3) \times Q(m^3/t) \quad \text{siendo } t, \text{ la unidad de tiempo elegida}$$



La ecuación, siguiendo la ley de Lavoisier, sería:

$$M_{xe} - M_{xt} - M_{xs} = A/t \quad t, \text{ siendo la unidad de tiempo}$$

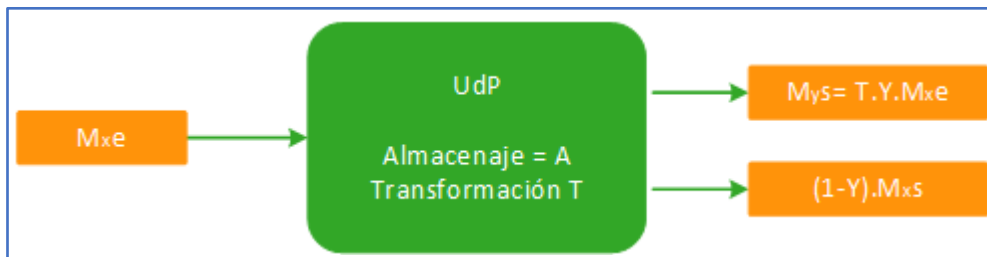
$$M_{xt}, \text{ transformada} = Y \cdot M_{xe}$$

$$M_{xs}, \text{ incambiada} = (1 - Y) \cdot M_{xe}$$

Reemplazando,

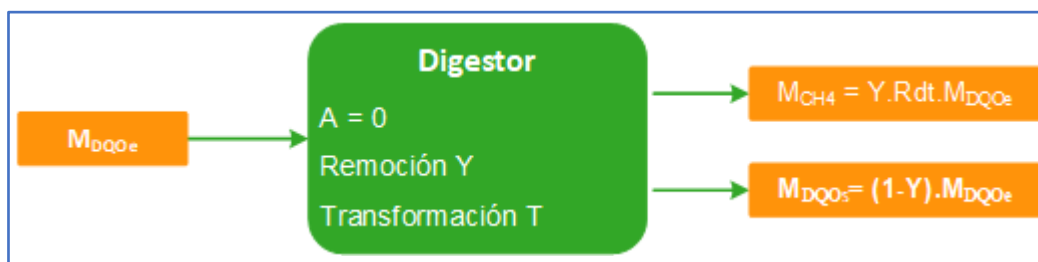
$$M_{xe} - Y M_{xe} - M_{xs} = A/t \rightarrow M_{xs} = (1 - Y) M_{xe} - A/t$$

Y aplicando las ecuaciones al esquema se tiene:



Estimación de producción de biogás

La regla de transformación T para el digestor es el rendimiento de producción de metano, $T = Rdt$, la remoción es Y, y no existe almacenamiento de sustancia ($A = 0$).



2.4 Diseño de una planta de biogás

Una vez definidas claramente las etapas de desarrollo del proyecto, será posible establecer el diseño de una planta de biogás. A partir de las etapas previas, se ha identificado una serie de consideraciones que se deben tener en el diseño, tales como el uso del recurso agua, emplazamiento, localización, naturaleza de los RILES, uso de la energía, etc., con los cuales se podrán establecer los criterios básicos de diseño. Dichas consideraciones interfieren directamente en los costos de inversión, producto de que estas definirán el tipo de planta, reactor, tamaño del gasómetro, diámetros de las tuberías (piping), tipos de los agitadores, materialidad, entre otros.

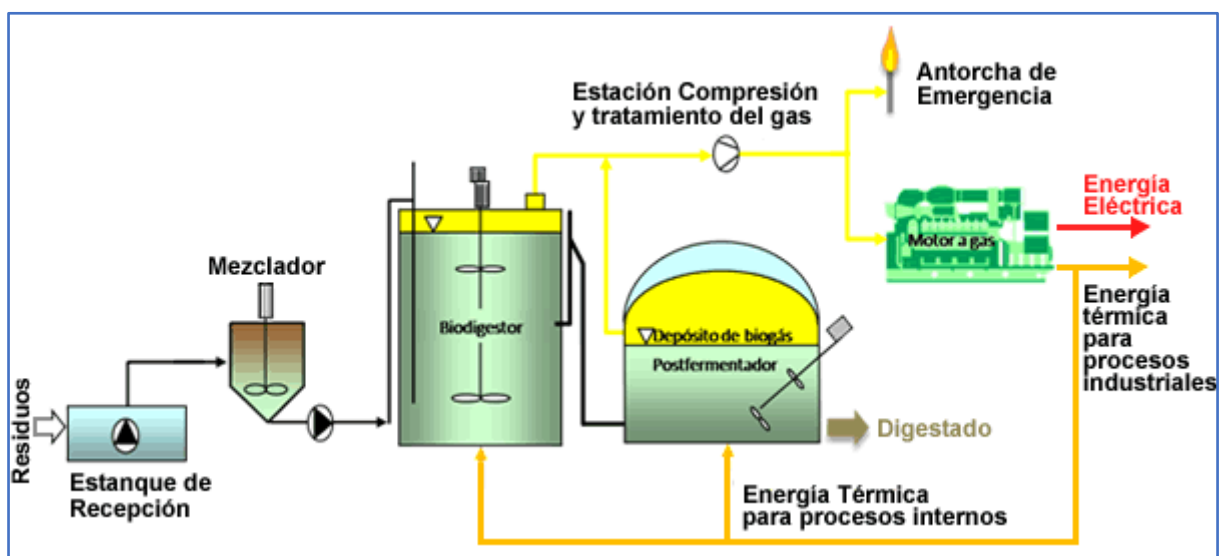


Figura 2-1: Diagrama general de una planta de biogás
Fuente: Genera 4

A continuación, se describen las unidades principales de una planta de biogás acompañados de la metodología de dimensionamiento.

2.4.1 Digestor

Descripción

Corresponde un contenedor cerrado, hermético e impermeable, en el cual se deposita el material orgánico a fermentar. Dicho contenido, conocido como sustrato, puede ser entre otros, excrementos animales y humanos, desechos vegetales o residuos orgánicos en general, los cuales se encuentran en dilución con agua para favorecer su descomposición. El sistema cuenta con una serie de elementos complementarios dependiendo de los desechos a tratar, entre los que se incluyen una cámara de carga y nivelación de agua residual previa, un dispositivo de captación y almacenamiento de biogás y cámaras de presión y postratamiento a la salida del reactor.

Dimensionamiento

En la literatura, se encuentran diversas metodologías para la realización de diseños de biodigestores, dependiendo de la tecnología, tipo y procedimientos. En este manual se ejemplifica con una metodología simplificada de cálculo aplicable tanto a medianas como grandes plantas de biogás³⁴.

³⁴ Metodología propuesta por el equipo experto de EBP

Preliminarmente, se debe tener en cuenta los siguientes parámetros técnicos y operativos:

- **Tiempo de retención hidráulica (TRH):** Corresponde a uno de los principales parámetros de diseño para el volumen del digestor. Con él, es posible determinar el volumen de sustrato que se debe cargar diariamente (velocidad de carga volumétrica).
- **Promedio caudal purín 3 meses más altos:** Corresponde al caudal máximo que se entrega al biodigestor durante el año. Este determina el tamaño que deberá tener el biodigestor. Se realiza mediante el promedio de los 3 meses más altos con el fin de evitar sobredimensionar el biodigestor a causa de un valor ocasional.
- Cabe destacar que la selección de los 3 meses más altos se realiza con el objetivo de lograr el TRH definido para la mayor parte del tiempo, eliminando o reduciendo el efecto de un pick que lleve a sobredimensionar el sistema.
- **Volumen efectivo digestor:** Corresponde al dimensionamiento del digestor a partir del tiempo de retención hidráulica y el caudal de purín. Para determinar el volumen total del digestor se debe considerar un espacio libre para almacenar los gases generados.
- **Volumen libre del digestor:** Volumen de almacenamiento de los gases generados. Corresponde a un 10% del volumen efectivo del digestor.

Dependiendo de las condiciones y características propias de la planta, se debe definir el Tiempo de Retención Hidráulica. Entre los principales factores se encuentran el régimen de operación (psicrofílico, mesofílico o termofílico) y por ende la temperatura, el tipo y composición del sustrato y agitación.

Una vez definido, se debe estimar el volumen total del digestor de acuerdo a la siguiente expresión:

$$V_E = TRH \cdot \bar{X}_{Q,3}$$

Donde,

V_e corresponde al volumen efectivo del digestor (m^3)

TRH corresponde al Tiempo de Retención Hidráulica (días)

$\bar{X}_{Q,3}$ corresponde al promedio del caudal de purín en los 3 meses más altos ($m^3/día$)

Luego, se debe incorporar el volumen libre del digestor:

$$V_T = V_E \cdot (1 + V_l)$$

Dónde,

V_T corresponde al volumen total del digestor (m^3)

V_l corresponde al volumen libre del digestor (%)

Finalmente, se deben determinar las dimensiones del digestor de acuerdo a las dimensiones entregadas por el proveedor. A modo de ejemplo, a continuación se muestra una tabla para digestores en el que se incluyen las dimensiones de acuerdo al volumen total del digestor:

Tabla 2-1: Digestor – Dimensionamiento

Variable	Unidad	Unidad												
Diámetro corona	m	15	15,5	16	16,5	17	17,5	18	18,5	19	19,5	20	20,5	21
Pendiente Talud	°	45º	45º	45º	45º	45º	45º	45º	45º	45º	45º	45º	45º	45º
Altura tronco de cono (prof)	m	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Altura libre	m	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Altura de llenado	m	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Talud	m	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49
Radio corona	m	8	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10	10	11
Perímetro corona	m	47	49	50	52	53	55	57	58	60	61	63	64	66
Radio nivel de llenado	m	7	8	8	8	8	9	9	9	9	9	10	10	10
Radio base	m	2	2	2	2	3	3	3	3	4	4	4	4	5
Volumen total	m ³	438	482	528	576	627	680	735	793	853	915	980	1.047	1.117
Área base	m ²	7	10	13	16	20	24	28	33	38	44	50	57	64
Área tronco de cono	m ²	424	452	480	510	540	571	603	635	669	703	738	773	810
Área total	m ²	431	461	493	526	559	595	631	668	707	747	788	830	873
Área gasómetro	m ²	177	189	201	214	227	241	254	269	284	299	314	330	346
Altura gasómetro	m	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5
Radio esfera gasómetro	m	9	10	10	10	11	11	11	12	12	12	13	13	13
Volumen máx gasómetro (casq esf)	m ³	359	396	436	478	523	570	620	673	729	789	851	916	985

Tabla 2-2: Digestor – Dimensionamiento. Continuación

Variable	Unidad	Unidad												
Diámetro corona	m	21,5	22	22,5	23	23,5	24	24,5	25	25,5	26	26,5	27	
Pendiente Talud	°	45º	45º	45º	45º	45º	45º	45º	45º	45º	45º	45º	45º	
Altura tronco de cono (prof.)	m	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
Altura libre	m	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Altura de llenado	m	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	
Talud	m	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	
Radio corona	m	11	11	11	12	12	12	12	13	13	13	13	14	
Perímetro corona	m	68	69	71	72	74	75	77	79	80	82	83	85	
Radio nivel de llenado	m	10	11	11	11	11	12	12	12	12	13	13	13	
Radio base	m	5	5	5	6	6	6	6	7	7	7	7	8	
Volumen total	m ³	1.189	1.263	1.339	1.418	1.500	1.583	1.669	1.758	1.848	1.942	2.037	2.135	
Área base	m ²	71	79	87	95	104	113	123	133	143	154	165	177	
Área tronco de cono	m ²	847	885	924	964	1.004	1.045	1.087	1.130	1.174	1.218	1.263	1.309	
Área total	m ²	918	964	1.011	1.059	1.108	1.158	1.210	1.263	1.317	1.372	1.428	1.486	
Área gasómetro	m ²	363	380	398	415	434	452	471	491	511	531	552	573	
Altura gasómetro	m	5	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	
Radio esfera gasómetro	m	13	14	14	14	15	15	15	16	16	16	17	17	
Volumen máx gasómetro (casq esf)	m ³	1.057	1.132	1.211	1.294	1.380	1.470	1.564	1.662	1.764	1.869	1.979	2.093	

2.4.2 Equipos de generación de energía térmica y eléctrica

Descripción

En general, el desarrollo de plantas medianas y grandes se debe a:

- Gestión integral o tratamiento de residuos
- Generación de energía

Ambos objetivos se encuentran fuertemente ligados ya que el desarrollo de una planta como unidad de gestión de residuos no descarta que sea utilizada también como generadora de energía. Sin embargo, en caso de que se trate de una planta que tenga como objetivo único el tratamiento de residuos y no la generación de energía, los equipos utilizados son de menor envergadura en cuanto a generación de energía se refiere, dado que se busca sólo autoabastecerse. De ninguna forma la menor envergadura de los equipos implica menor seguridad, cuyo estándar debe mantenerse y la operación no debe poner en riesgo la seguridad. Más aún, en algunos casos, el biogás producido es combustionado sin valorizar su uso. La instalación de quema (antorcha), que puede ser *cerrada* o *abierta* según corresponda al diseño de la planta, y siempre debe tener la capacidad de quemar la máxima producción de biogás.

En este manual se abarca el dimensionamiento de equipos con fines energéticos, donde el equipo de generación térmica se puede utilizar para mantener la temperatura del digestor (autoconsumo) y/o para otros usos térmicos, mientras que el de generación se usa para maximizar la inyección a la red eléctrica. Como se ha mencionado en secciones anteriores, ambos tipos de generación pueden ser también efectuadas por un equipo de *cogeneración*.



Figura 2-2: Equipos generación de Energía
Fuente: (I) ATTSU (II) MTU

Dimensionamiento

Tomando en cuenta que la generación de energía en una planta de biogás es la principal fuente de ingresos, el dimensionamiento de los equipos responsables se realiza con un alto nivel de profundidad. En este manual se muestra una metodología para el dimensionamiento simplificado, donde la energía térmica generada es utilizada para mantener la temperatura del digestor, mientras que la eléctrica es inyectada a la red.

El primer paso corresponde a calcular el potencial de biogás. Para ello, se pueden utilizar diversas metodologías. En la sección “Diseño de Plantas Pequeñas” se ha expuesto un método de estimación que es atingente para plantas medianas y grandes pero, con el objetivo de entregar un mayor número de herramientas, a continuación se expone otra adicional³⁵ y en la sección específica de este capítulo de “Potencial de biogás”, se describe una tercera:

Para el cálculo se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- **Potencial de biogás:** Corresponde a la cantidad de biogás generado dependiendo de la cantidad de sólidos volátiles presente en los purines o materia orgánica. Este es un valor fijo utilizado por los desarrolladores de proyectos que engloba condiciones específicas (tipo de sustrato por ejemplo). También se le conoce como Potencial Metanogénico, en el cual ya lleva incorporado el porcentaje de metano en el biogás producido.
- **Composición del biogás:** Se debe conocer el porcentaje de metano en el biogás. Se considera que el metano es el único compuesto con potencial energético en el biogás. A pesar de que existen otros, están en muy bajas concentraciones por lo que usualmente se desprecian.

$$Q_{biogás} = P_{biogás} \cdot SV$$

Donde,

$Q_{biogás}$ corresponde a la producción de biogás diaria ($m^3/día$)

$P_{biogás}$ corresponde al potencial de biogás (m^3/kg SV)

SV corresponde a la cantidad de sólidos volátiles por día ($kg/día$)

Luego, a partir de la composición del biogás, se obtiene el metano generado, la energía primaria obtenida (PCI) y la potencia primaria

$$Q_{metano} = Q_{biogás} \cdot C_{metano}$$

$$E_{primaria} = Q_{metano} \cdot PCI_{metano}$$

$$P_{primaria} = \frac{E_{primaria}}{24}$$

Donde,

Q_{metano} corresponde a la producción total de metano ($m^3/día$)

C_{metano} corresponde a la concentración porcentual de metano presente en el biogás (%)

$E_{primaria}$ corresponde a la energía primaria ($kWh/día$)

PCI_{metano} corresponde al poder calorífico inferior del metano (kWh/m^3N)

$P_{primaria}$ corresponde a la potencia primaria (kW)

Como constituyen la mayor fuente de sustrato para generación, a continuación se presentan algunos valores de referencia del potencial de biogás para diferentes sectores pecuarios, según Palaneck, R. (2015)³⁶:

Origen residuo	Potencial de biogás [m^3/kg SV]
Aves	0,62
Cerdos	0,5
Bovinos	0,31

³⁵ Metodología propuesta por el equipo experto de EBP

³⁶ Evaluación y comparación del potencial metanogénico bioquímico específico, proveniente de materias fecales de la salmonicultura de agua dulce de Chile y las pecuarias (aves, cerdos, ganado de leche) en Brasil, Palaneck, R. (2015)

Cabe mencionar que existen otras fuentes de sustrato para generación de biogás, como desechos de alimentos, desechos industriales o lodos de aguas servidas.

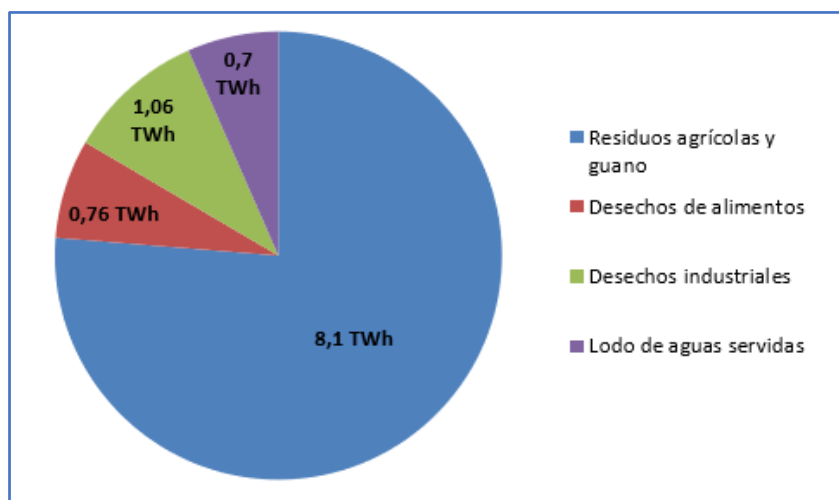


Figura 2-3: Potencial de producción de biogás según fuente de sustrato. Fuente: Elaboración propia en base a datos de redagricola.com

Se tiene que la producción de metano (CH₄), varía según el compuesto digerido, de modo:

Componente	% CH ₄	m ³ /kg SV digerido
Carbohidratos (C ₆ H ₁₀ O ₅) _x	50	0,886
Grasas (C ₅₀ H ₉₀ O ₆)	70	1,335
Proteínas (6C.2NH ₃ .3H ₂ O)	84	0,587

Es importante mencionar que en algunos casos, la generación de biogás puede ser estacional, por lo que el dimensionamiento del equipo debe ser estimado para maximizar los parámetros económicos de la instalación.

Finalmente, para estimar la potencia eléctrica y térmica, se debe considerar la eficiencia de los equipos. A modo de ejemplo, un equipo de cogeneración posee eficiencias cercanas a las que se muestran a continuación:

Energía	Eficiencia	Fórmula
Eléctrica	30%	$P_{eléctrica} = P_{primaria} \cdot \eta_{eléctrica}$
Térmica	45%	$P_{térmica} = P_{primaria} \cdot \eta_{térmica}$

Posteriormente, para determinar la energía requerida para calentar el biodigestor se deben considerar las pérdidas térmicas del digestor, el caudal y temperatura de entrada del sustrato. En este caso consideraremos un proceso adiabático, por lo que no se incluyen las pérdidas térmicas.

$$E_{requerida} = Q_{sustrato} \cdot Cp_{sustrato} \cdot \Delta t$$

Donde,

$E_{requerida}$ corresponde a la energía requerida (kWh/día) o (kCal/día)

$Q_{sustrato}$ corresponde al caudal de entrada del sustrato (m³/día) o (kg/día)

$Cp_{sustrato}$ corresponde al calor específico del sustrato (kWh/ m³.°C) o (kCal/kg.°C)

Δt corresponde a la diferencia de temperatura entre el sustrato y la temperatura de operación del digestor (°C)

Debido a que el sustrato se encuentra en fase líquida, una buena aproximación corresponde a la utilización del calor específico y densidad del agua, con el cual se obtiene el volumen de biogás requerido:

$$V_{biogás} = \frac{E_{requerida}}{PCI_{biogás}}$$

$$PCI_{biogás} = PCI_{metano} \cdot C_{metano}$$

A continuación se detalla la forma de cálculo de potencia nominal recomendada, en condiciones normales, N , (T : 0°C, presión a nivel del mar: 1.013 mbar):

$$P_{nom}[kW] = QN_{biogas} [Nm^3/h] \times \%CH_4 \times PCI_{metano} [kW/Nm^3]$$

Donde,

QN_{biogas} corresponde a caudal promedio mensual de biogás producido en condiciones normales (Nm^3/d), y que se calcula, a su vez, de la siguiente forma:

$$QN_{biogas} [Nm^3/d] = (T_N/T_{efec}) \cdot (P_{efec}/P_N) \cdot Q_{efec}$$

Siendo,

P_{efec} : Presión absoluta efectiva del biogás en las condiciones de la medición (mbar)

P_N : Presión absoluta del biogás en condiciones normales (1013 mbar)

T_N : Temperatura en condiciones normales (0°C = 273°K)

T_{efec} : Temperatura efectiva en condiciones de la medición (en °K)

Q_{efec} (**m³/d**): Caudal efectivo promedio de biogás producido en condiciones de presión y temperatura de la ubicación de la instalación.

% Metano: corresponde a la concentración de metano (CH₄) en el biogás expresada en porcentaje volumétrico, (%v/v)

PCI Metano: corresponde al poder calorífico inferior del metano, que equivale a: 13,89 (kWh/kg)

Nm³: corresponde a metros cúbicos (³), en Condiciones Normales

Sin importar las unidades que se utilicen, se debe tener cuidado con mantener **unidades coherentes**. En general, los valores de poder calorífico y calor específico están en función de calorías, mientras que la energía requerida se expresa en función de kWh, requiriendo un cambio de unidades. A continuación se presenta una tabla con equivalencia de unidades:

Tabla 2-3: Energía, equivalencia de unidades

Poder calorífico metano	Calor específico agua	Densidad metano
PCI_{metano}	$Cp_{agua} \approx Cp_{sustrato}$	ρ_{metano}
9,530 (kCal/m ³)	1 (kCal/kg·°C)	0,656 (kg/m ³)
16,89 (kWh/kg)	1,163 (kWh/m ³ ·°C)	
11,08 (kWh/m ³)		

2.4.3 Gasómetro

Descripción

Corresponde al dispositivo acumulador de biogás, capaz de equilibrar las fluctuaciones de la producción, el consumo y los cambios de volumen asociados principalmente a cambios en la temperatura y producción. También se utiliza como acumulador de biogás para su posterior uso. Son diseñados y fabricados a medida para cada proyecto. Se debe adaptar cada componente del gasómetro a los requerimientos del proyecto

Para ello se debe tener en cuenta, presión de trabajo, condiciones climáticas, usos del biogás, cantidad de biogás producido, entre otros.

En el mercado se encuentran disponibles principalmente 3 tipos de gasómetros y son los de cúpula rígida (Hormigón o PRFV), de membrana simple y membrana doble, utilizado principalmente membrana de EPDM y HDPE y PVC.

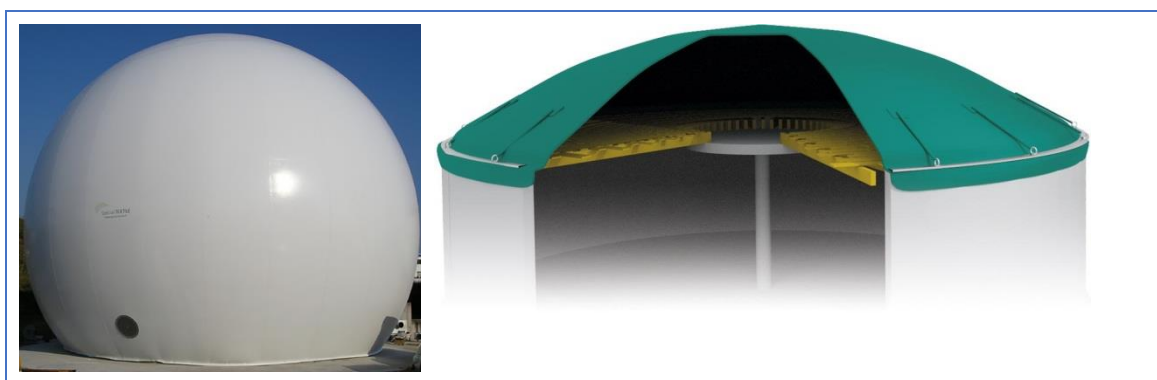


Figura 2-4: Gasómetro

Fuente: (I) MSP Environmental Systems & Projects (II) Ecomembrane.com

Dimensionamiento

Viene dado por los requerimientos de almacenamiento y variaciones en la producción del biogás. En general, se puede dimensionar considerando una elongación máxima para EDPM (membrana) de un 20% por sobre el volumen total del digestor, pero puede variar considerablemente dependiendo de los consumos y generación.

Para el Cálculo de Volumen del Gasómetro, se debe considerar la siguiente ecuación junto a un factor de seguridad (F.S.) entre 10% a 20%:

$$\text{Volumen Gasometro} > Q_p \left(\frac{m^3}{d} \right) * (1 - tc) * 0,24$$

Dónde,

Q_p corresponde al caudal de biogás generado diario

tc corresponde a la fracción del tiempo diario de consumo de biogás. Esto es por ejemplo, 9 horas de uso por día, corresponde a $\frac{9}{24} = 0,375$.

2.4.4 Antorcha

Descripción

Corresponde al principal elemento de seguridad y protección del medio ambiente. Las antorchas cumplen la función de combustionar el gas de forma segura y controlable en situaciones de emergencia, evitando su emisión directa a la atmósfera. Adicionalmente, se utilizan para eliminar los excedentes de gas y las puntas producidas en caso de parada de los quemadores o motores.

Existen dos tipos, abiertas y cerradas. Se diferencian principalmente en las abiertas combustionan el biogás con una flama visible, mientras que las cerradas con una flama oculta. La instalación de las primeras se realiza a alturas considerables, mientras que la segunda a nivel del piso.

Tabla 2-4: Antorcha Ventajas / Desventajas

Ventajas	Desventajas
Abiertas	
Son mas económicas	La flama al ser visible, genera impacto en la población
La flama es visible, lo que permite un control visual a distancia	Al ser esvelta en un pasi sismico como chile, obliga a una fundación de mayor embergadura
Cerradas	
Son más seguras	Tienen un costo más elevado
Requieren fundaciones más pequeñas (centro de gravedad más bajo)	La llama no es visible para el operador
Mantención más fácil (quemadores a nivel del piso)	



Figura 2-5: Antorchas.

Fuente: (I) PROGECO SRL (II) Biogas World

Dimensionamiento

De acuerdo a la cantidad máxima de biogás generada. Para ello, se debe estimar el caudal máximo generado dentro del período de operación. Con ello, se selecciona la antorcha y diámetro de la tubería de acuerdo a las capacidades comerciales disponibles.

Tabla 2-5: Antorcha Dimensionamiento

Modelo	Tubería de gas	Altura	Caudal mínimo	Caudal máximo
	Ø DN	mm	Nm ³ /h	Nm ³ /h
FAII 50 MP	50	3850	20	80
FAII 100 MP	85	4100	80	150
FAII 200 MP	80	4340	150	250
FAII 300 MP	100	5050	250	350
FAII 400 MP	125	5340	350	430
FAII 500 MP	150	5840	430	550
FAII 750 MP	200	7000	550	850
FAII 1000 MP	250	10000	850	1100

Ejemplo: Dimensionar la antorcha necesaria para un biodigestor que produce como máximo 3.000 m³/día.

Solución:

3.000 m³/día ≈ 375 m³/hora → Según tabla del proveedor, se debe seleccionar el modelo FAII 400 MP.

2.4.5 Sopladores y compresores

Descripción

Tienen como objetivo movilizar el biogás, cuando las características del digestor no permiten el almacenamiento a una mayor presión y requiere de apoyo adicional. Adicionalmente, los sopladores son utilizados en los digestores de doble membrana, inyectando aire entre ambas membranas, permitiendo mantener la presión del biogás siempre constante independiente de la generación y consumo. Existen variados tipos, donde los sopladores más comunes corresponden a los turbina canal lateral (100 – 500 mbar) y lobulares rotativos (hasta 900 mbar). En el caso de los compresores, destacan los de pistón y paletas (2 – 5 bar).

Cabe destacar que el dimensionamiento se abarca en conjunto con el dimensionamiento de las bombas en el siguiente apartado



Figura 2-6: Sopladores - Turbina canal lateral (I) y lobulares rotativos (II).

Fuente: DirectIndustry.es

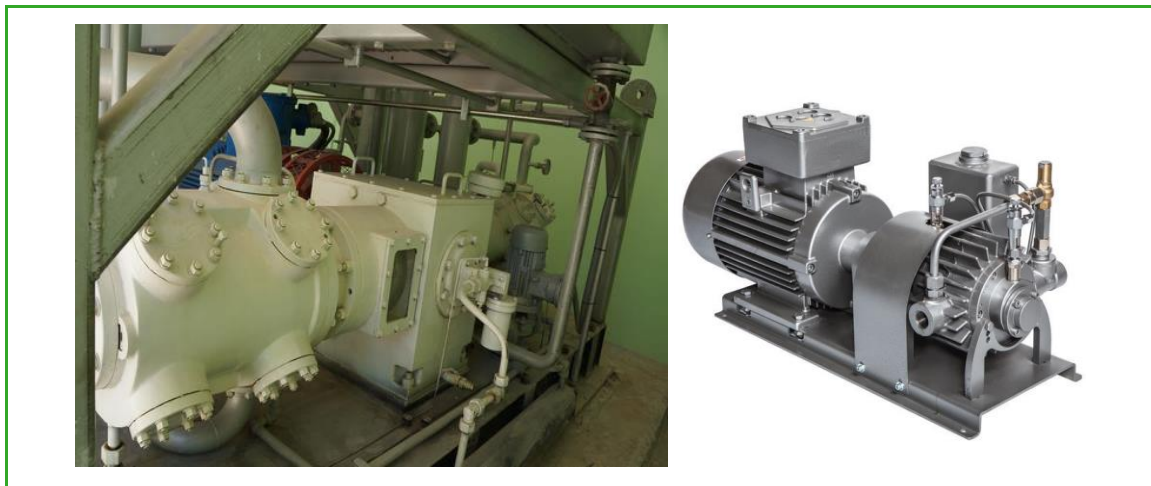


Figura 2-7: Compresores a pistón (izquierda) - y a paletas (derecha)

Fuente: (I) Tongda Machinery (II) Bigiesse.it

2.4.6 Bombas

Descripción

Como en toda planta de proceso, se debe prestar cuidado en la selección de la bomba apropiada y recordar que las bombas no se seleccionan por potencia, si no que por su punto de operación, indicando caudal y presión.

Las bombas serán las encargadas de accionar la energía de los fluidos líquidos, los cuales son, en la práctica, incompresibles (a diferencia del caso de los sopladores y compresores que operan con un fluido compresible). Se deben tener en cuenta que los fluidos en las plantas de biogás pueden presentar cavitación en caso de posicionar las bombas en lugares inapropiados o de características incompatibles, deteriorando el equipo y presentando problemas o incluso inoperación.

Dentro de las bombas más utilizadas en la industria se encuentran las bombas centrifugas autocebantes (rodets revestidos en polimero), bombas de tornillo, peristálticas y vortex para lodos, ya sea para extracción o recirculación.

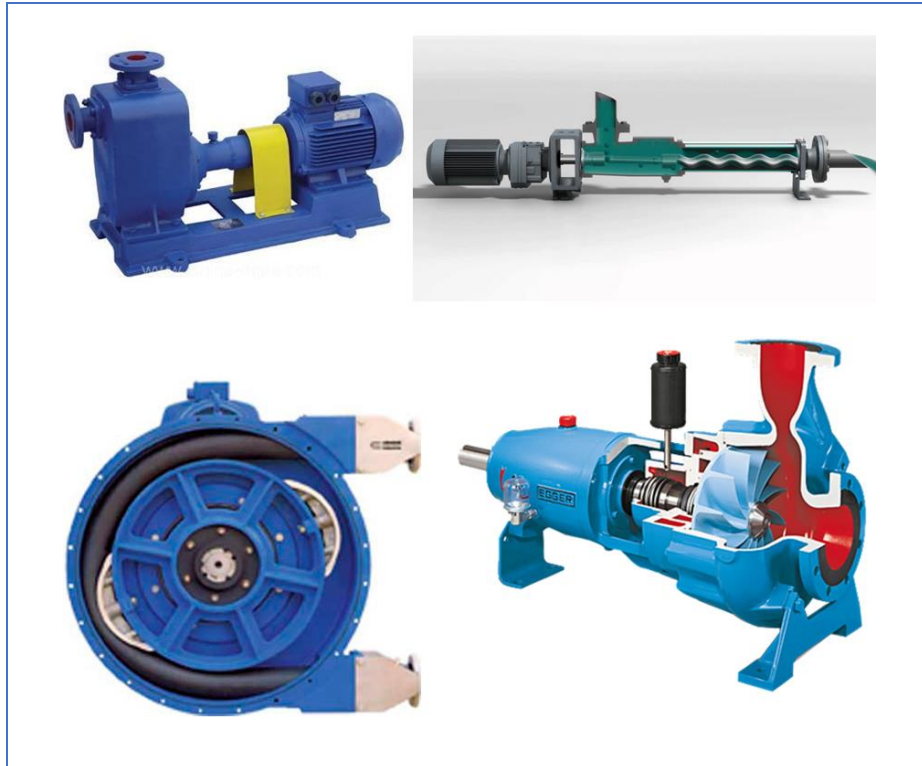


Figura 2-8: Bomba centrífuga autocebante, de tornillo, peristáltica y vortex
Fuente: (I) C.A.S.B. (II) Netzsch Pumps (III) Equipos y Laboratorio Colombia (IV) DirectIndustry.es

2.4.6.1 Dimensionamiento sopladores, compresores y bombas

El criterio de selección para la impulsión de gases aplica de igual forma para la impulsión de líquidos, por lo que el procedimiento de selección de bombas, sopladores y compresores es el mismo, pero siempre teniendo en cuenta las propiedades del gas o líquido y las condiciones de impulsión. Para ello, se deben determinar dos parámetros fundamentales: la presión de impulsión (o presión de descarga) y el caudal bajo las condiciones de operación (continuo, intermitente, etc.). La utilización de un soplador o compresor depende de las zonas de presión y caudal. Los sopladores operan con baja presión, mientras que los compresores a alta. En el caso de las bombas, las centrífugas autocebantes son ideales para el bombeo de sólidos en suspensión donde la principal dificultad es el aspirado, las de tornillo (desplazamiento positivo) son especiales para impulsar fluidos a altas presiones, las peristálticas (desplazamiento positivo) para fluidos con propiedades dañinas para los equipos (corrosivos por ejemplo) y vortex, que corresponden a centrífugas sumergibles. A continuación se muestran dos ejemplos de gráficas para la selección de equipos:

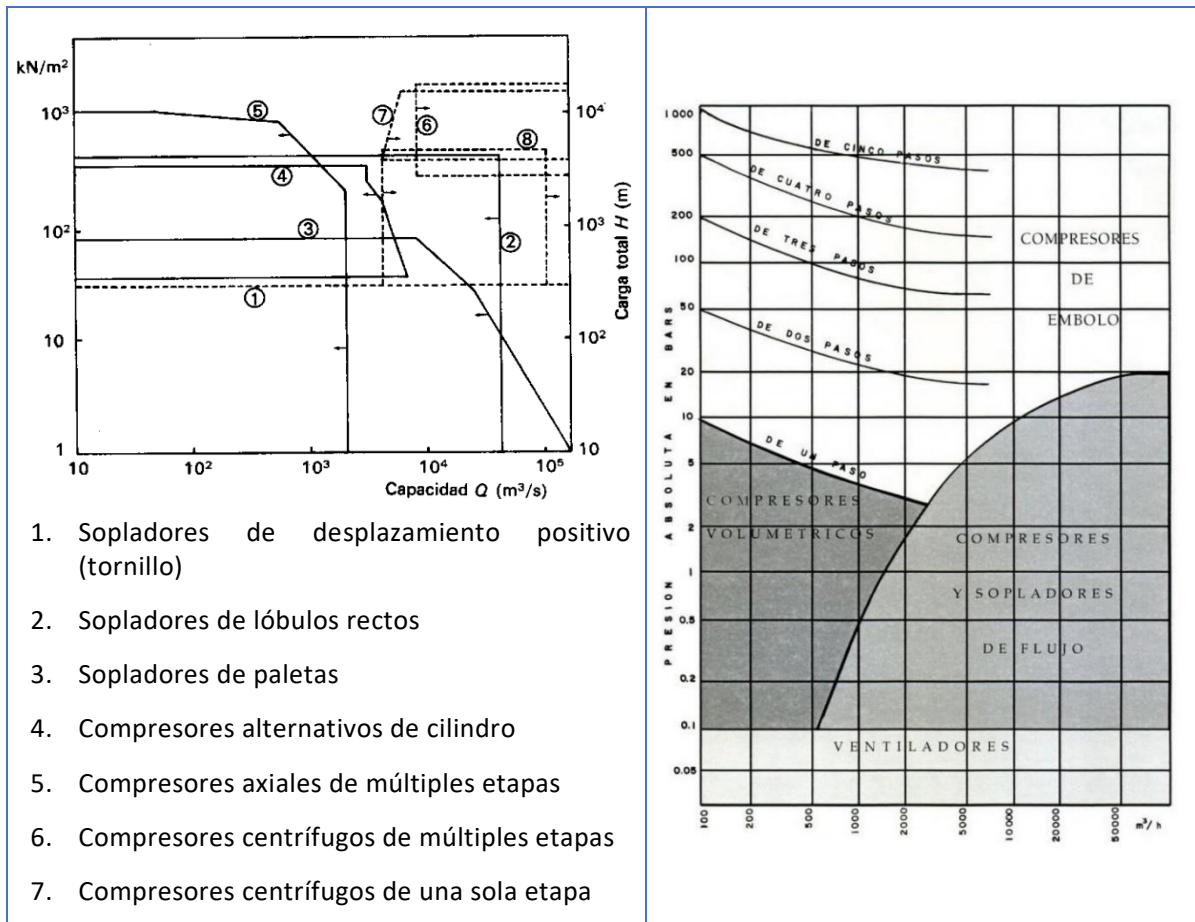


Figura 2-9: Dimensionamiento sopladores

Fuente: Luszczewski, A. (2004). Redes industriales de tubería, bombas para agua, ventiladores y compresores: diseño y construcción.

El caudal viene dado por la producción de biogás, indicado generalmente en m^3/s . Por otro lado, la presión viene dada por la pérdida de carga producto de las redes de gas (piping). Una vez obtenido dichos parámetros, se deben ingresar en las curvas de selección provistas por los fabricantes, que muestran rangos de presiones y caudales de sus productos. A continuación se muestra un ejemplo de una curva de selección para sopladores.

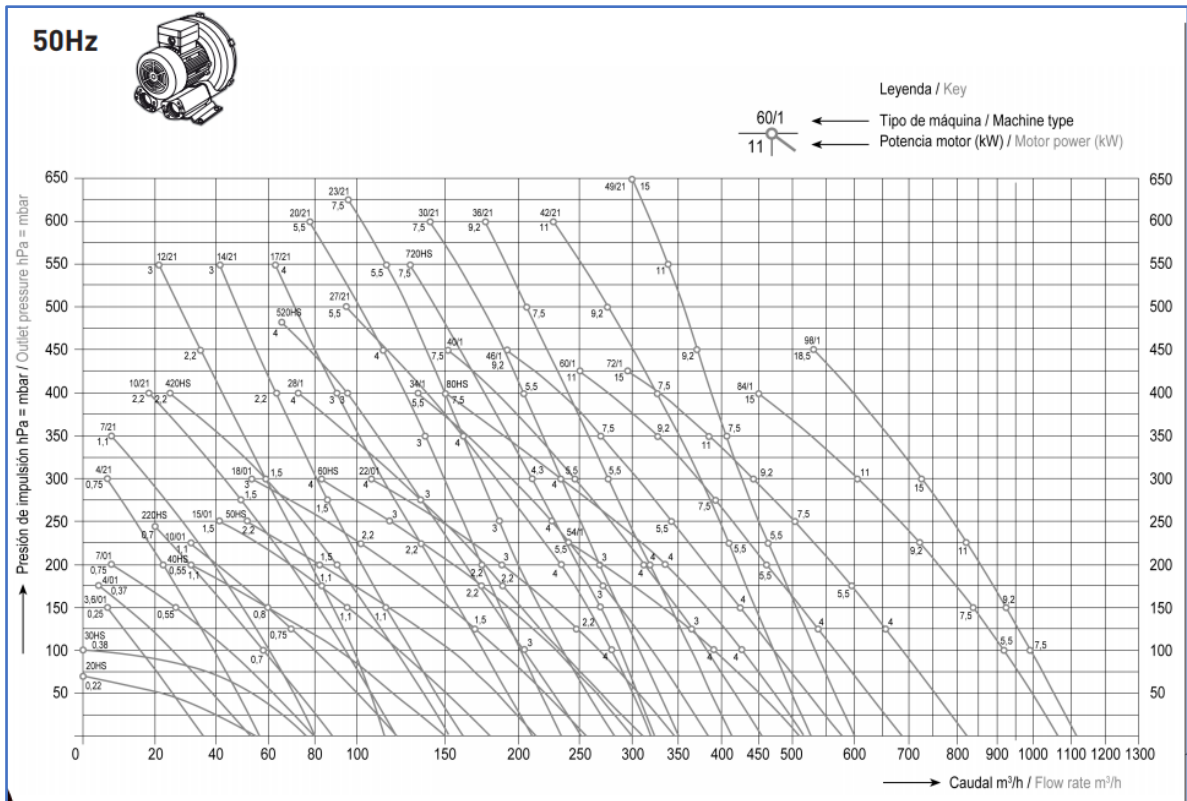


Figura 2-10: Curva de selección para sopladores
Fuente: SIMMA S.A.

Resulta importante mencionar que las curvas deben indicar claramente la frecuencia de operación (50 Hz en el ejemplo). En el caso de contar con curvas de selección para 60 Hz (caso EE.UU. por ejemplo), los rendimientos señalados serán menores a los indicados.

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{60}{50} = 1,2$$

$$\left(\frac{P_1}{P_2}\right)^2 = \left(\frac{60}{50}\right)^2 = 1,44$$

Las ecuaciones descritas anteriormente indican que los caudales mostrados en 60 Hz deben ser divididos por 1,2. De igual manera, las presiones se deben dividir por 1,44.

2.4.7 Arrestallamas

Descripción

Son dispositivos mecánicos pasivos instalados en la boquilla de un tanque de almacenamiento o en un sistema de tuberías de vapor inflamable. Las funciones de los arrestallamas son:

Permitir el paso del vapor en condiciones normales de operación.

Detener y extinguir cualquier frente de llamas que se propague a través de la mezcla de vapor/aire inflamables en condiciones de emergencia. Al detener las llamas, se protege el tanque de almacenamiento o el equipo ubicado en el sistema de tuberías de los daños catastróficos que puede provocar una ignición no controlada. Hay varios diseños de arrestallamas disponibles. La elección del arrestallamas apropiado

depende de factores tales como la ubicación con respecto a la fuente de ignición y las propiedades inflamables de la mezcla de vapor/aire.

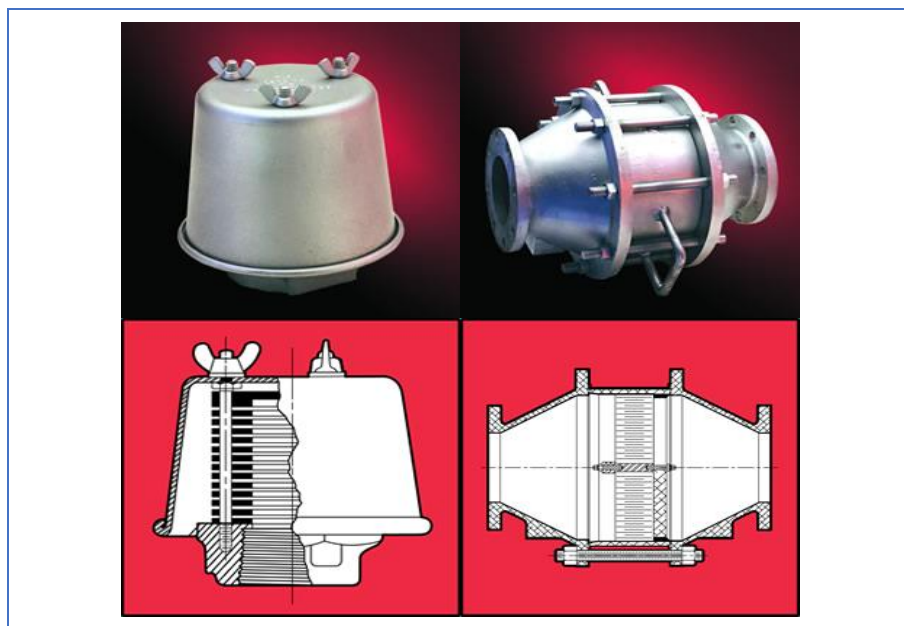


Figura 2-11: Arrestallamas
Fuente: Protectoseal

2.4.8 Trampa de condensados y sedimentos

Descripción

Corresponde a dispositivos de captura del agua y sedimentos condensados en la red de gas. Recordemos que el biogás posee vapor de agua que, al disminuir su temperatura, condensa en las tuberías. La no extracción de estos condensados y sedimentos conlleva problemas en la red, daños en los equipos e inclusive problemas de seguridad, pudiendo producir tapones hidráulicos aumentando la presión del sistema. Las trampas de condensado y sedimento deben ser instaladas en los puntos bajos de la red de gas. Es importante recalcar que las redes deben tener una pendiente de por lo menos 1%, favoreciendo el transporte de los condensados y sedimentos a los puntos más bajos donde se ubican las trampas. Para poder determinar el tamaño de las trampas, se debe estimar la cantidad de condensado generado y el tiempo de acumulación que se desee antes de requerir un vaciado del mismo.

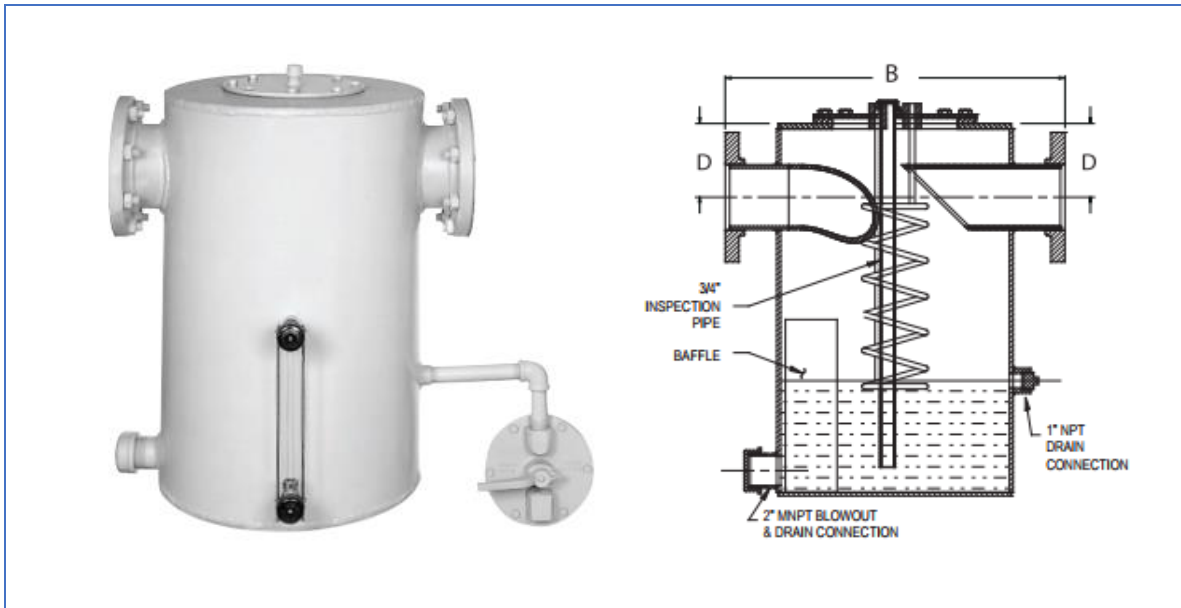


Figura 2-12: Trampa de condensados
Fuente: Varec BIOGAS

Dimensionamiento

Determinado por la cantidad de agua condensada en las redes, por lo que se determina por el largo del segmento de red que capturará su condensado y sedimento. En las plantas de biogás, se deben instalar varios de estos y se dimensionan de acuerdo la estimación de su tiempo de llenado. A continuación se muestra el procedimiento de cálculo.

La cantidad de condensado para cada temperatura se determina mediante el siguiente gráfico:

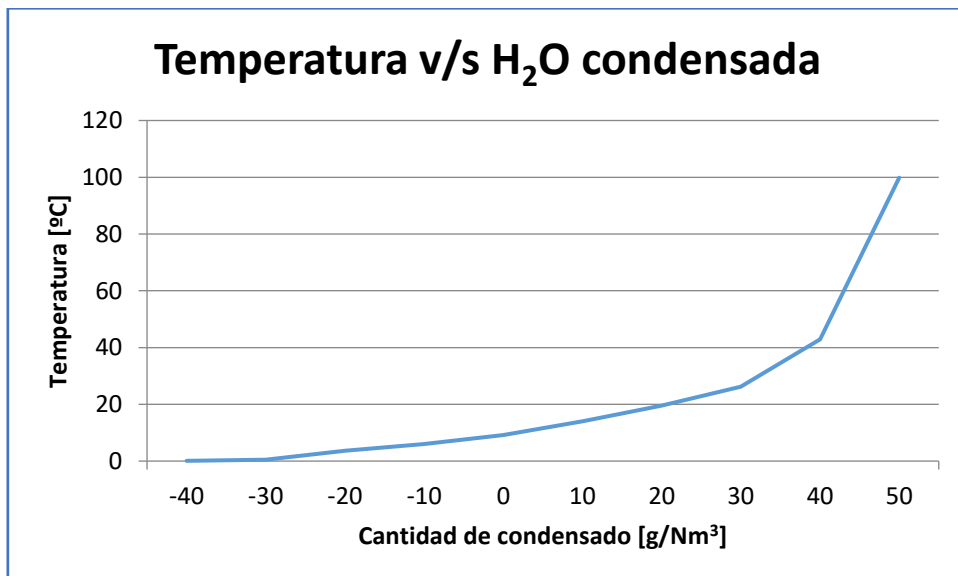


Figura 2-13: Generación de condensado dependiendo de la temperatura
Fuente: Elaboración propia

Por ejemplo, si la temperatura inicial del biogás es de 40°C y la final es de 15°C y transita un caudal de biogás de 200 m³/h, la cantidad de condensado es:

$$C_{40^{\circ}C} = 45 \text{ g/Nm}^3$$

$$C_{15^{\circ}C} = 14 \text{ g/Nm}^3$$

Luego, considerando la densidad de los condensados igual a 1.000 $\left[\frac{g}{l}\right]$,

$$C_T = (C_{40^{\circ}C} - C_{15^{\circ}C}) \cdot Q = (45 - 14) \cdot 200 = 6.200 \left[\frac{g}{h}\right] = 6,2 \left[\frac{l}{h}\right]$$

2.4.9 Intercambiadores de calor

Descripción

Un intercambiador de calor es un dispositivo diseñado para transferir calor entre dos medios, que estén separados por una barrera o que se encuentren en contacto. En el caso de las plantas de biogás, se utilizan para transferir energía al digestor y, de esta forma, operar dentro de los rangos óptimos de temperatura. Entre los más utilizados se encuentran los tubulares de un solo paso y de tubo y carcasa, dependiendo de las características del fluido y áreas de transferencia.

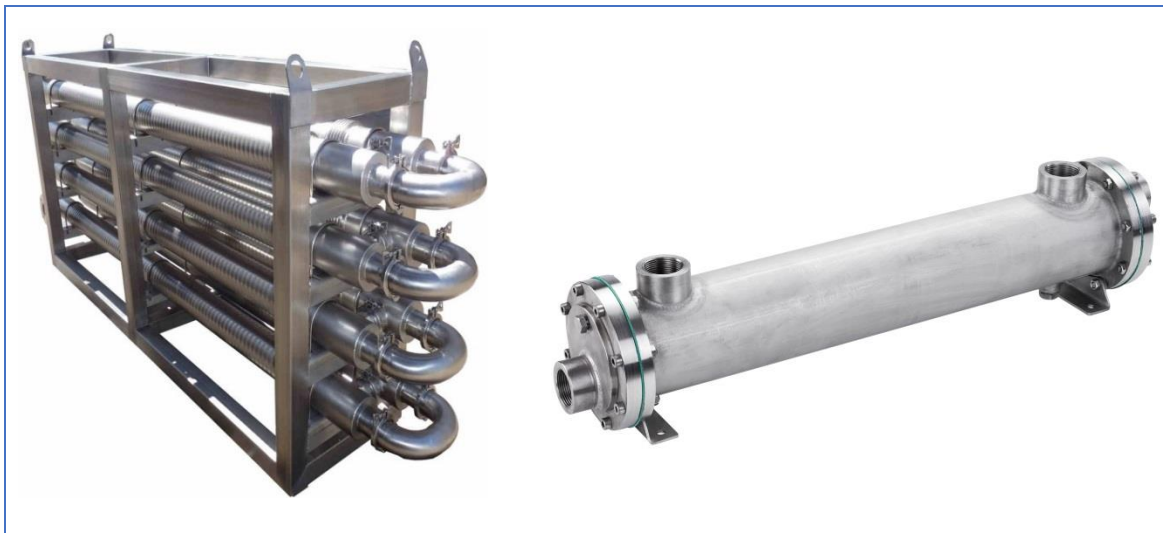


Figura 2-14: Intercambiadores de calor
Fuente: (I) API Energy (II) E.J. Bowman

Dimensionamiento

Debido a que la temperatura es uno de los parámetros críticos en la operación de las plantas de biogás, en general, son estimados con la ayuda de programas computacionales. Sin embargo a continuación se presenta un método general de estimación.

En primer lugar, se debe conocer la temperatura de óptima de operación del digestor y el caudal de entrada de fluido "frío". Con ello, se obtendrá la potencia requerida para mantener la temperatura dentro de los rangos de operación. Adicionalmente, se deben considerar las pérdidas térmicas del digestor, las cuales dependen principalmente de su materialidad.

$$P_{requerida} = Q_{frio} \cdot C_p \cdot (T_{operación} - T_{frio}) + \text{pérdidas}$$

Es importante notar que el dimensionamiento mostrado busca mantener la temperatura de operación y no elevar su temperatura toda de una vez, por lo que para la puesta en marcha se requerirán equipos complementarios hasta lograr estabilizar la temperatura.

Posteriormente, se requiere calcular la superficie de intercambio de acuerdo a la potencia requerida $P_{requerida}$. Para ello, se debe calcular la diferencia de temperatura media logarítmica, la cual es la media logarítmica de los pinzamientos de temperatura a cada extremo del intercambiador:

$$\Delta TLM = \frac{(T_{e_{fría}} - T_{s_{caliente}}) - (T_{s_{fría}} - T_{e_{caliente}})}{\ln(T_{e_{fría}} - T_{s_{caliente}}) - \ln(T_{s_{fría}} - T_{e_{caliente}})}$$

Donde

ΔTLM : corresponde a la diferencia de temperatura media logarítmica

$T_{e_{fría}}$: corresponde a la temperatura de entrada fría

$T_{e_{caliente}}$: corresponde a la temperatura de entrada caliente

$T_{s_{fría}}$: corresponde a la temperatura de salida fría

$T_{s_{caliente}}$: corresponde a la temperatura de salida caliente

$$P_{requerida} = P_{intercambiador} = k \cdot S \cdot \Delta TLM$$

Donde,

k corresponde al coeficiente de intercambio de calor. Depende del tipo de intercambiador y es calculado por el fabricante.

S : corresponde a la superficie de intercambio

Con ello, se logra despejar la superficie de intercambio y dimensionar el intercambiador de calor.

$$S = \frac{P_{requerida}}{k \cdot \Delta TLM}$$

Finalmente, se deben calcular las pérdidas de energía por singularidades, la cual se expresa como una diferencia de presión que debe ser compensada para permitir el movimiento del fluido. Además resulta conveniente incluir un factor de seguridad

2.4.10 Agitadores y mezcladores

Descripción

Este equipamiento es parte integral del digestor y cumplen un rol fundamental debido a que por medio de la agitación, aumenta la eficiencia del proceso. Sin embargo poseen campos de aplicaciones distintas, teniendo cada uno particularidades diferentes.

Por ejemplo, los agitadores se utilizan de preferencia en reactores tipo laguna y de grandes envergaduras, poseen una velocidad de giro mayor con un menor torque en eje, lo que genera vórtices superficiales que permiten romper las costras que se acumulan en las superficies.

Dado que el motor reductor se encuentra en el exterior, facilita las labores de mantenimiento. El equipo debe ser a prueba de explosión, con la certificación Atex correspondiente.

Por su parte, los mezcladores tienen velocidades de giro más lentas con mayor torque en el eje, permitiendo trabajar con concentraciones mayores de sólidos. Van inmersos en el fluido lo que reduce el riesgo de explosión por chispa. Por su modo de montaje las labores de mantención se vuelven más complejas.

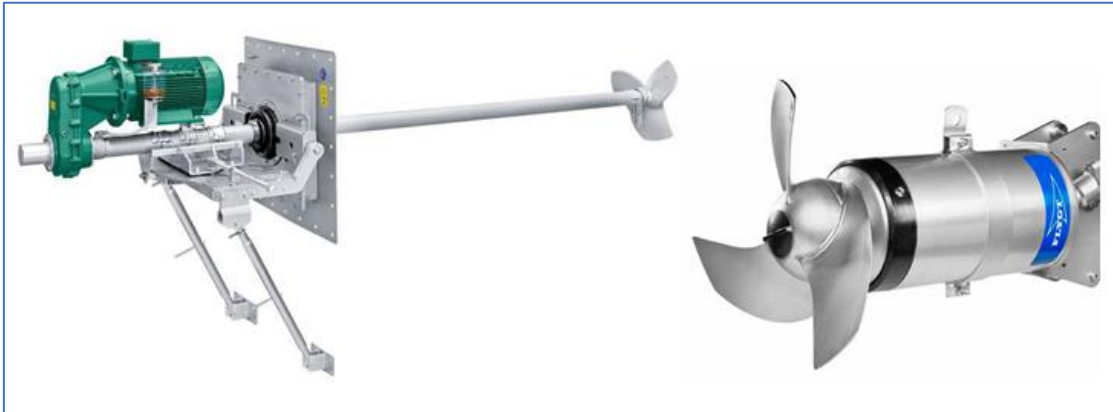


Figura 2-15: Agitadores y mezcladores
Fuente: (I) SUMA America Inc. (II) FLYGT

Dimensionamiento

Como regla general, la potencia del motor del equipo se debe considerar entre 5 - 8 (W/m^2) por superficie superior de reactor.

Condiciones de operación	
Servicio	Agitación de digestores
Dimensiones	No especificado
Fluido	Purín de cerdo
Materia seca	< 5%
pH	Asumido neutro
Temperatura	< 40°C
Rendimiento del agitador FT5 185-275 (datos medidos en agua a una distancia de 1,2 m)	
Fuerzas axiales	4,4 kN
Velocidad de flujo	3,7 m/seg
Capacidad de bombeo	132,0 m/seg
Diseño de hélice	Hélice de 3 álabes, balanceada, HD+880 mm Dispone de cuchilla posterior para auto-limpieza
Características constructivas	
Diseño del agitador	Agitador oblicuo de eje alargado con motor exterior para instalación en muro
Modelo	FT5 185-275
Eje central	Tubo circular de 5m longitud, Ø159 x 5 mm Eje Interior compuesto de 3 partes: conexión a reductor, eje central y conexión a hélice
Rodamientos interiores	Doble hilera de rodamientos de rodillos cónicos Rodamiento por camisa sinterizada central
Sistema de estanqueidad	Cierre mecánico encapsulado, lubricado en aceite Tubo central completamente bañado en aceite (rodamientos, cierre...)
Lubricación	Indicador de nivel de aceite en exterior para control de estanqueidad Cambio del aceite necesario cada 2.000 horas de trabajo
Certificación ATEX	(Interior del depósito) Atex Zone 1 - Ex II 2G Eex c+k IIA T1 (Exterior del depósito) Atex Zone 2 - Ex II 3G Eex nA T3
Peso aproximado del equipo	950 kg
Características placa soporte	
Sistema de fijación a muro	Placa soporte mural regulable horizontalmente ±30°, 1.200x1.200 mm
Regulación vertical	Sistema hidráulico colocado en la parte inferior del agitador
Profundidad máxima admisible	8 m
Características accionamiento	
Motor eléctrico	18,5 kW, 4 polos, IIF 400 V
Reductor	Reductor planetario en barboteo de aceite, SAE 85W140/API GL-5
Velocidad de rotación	275 RPM a 50 Hz
Protección térmica del motor	Por sobrecalentamiento, 3 sondas PTC 160°C <i>Nota: es imprescindible monitorizar esta señal al deberse de motor certificado ATEX</i>
Materiales	
Material tubo del agitador	Acero inoxidable AISI 304
Material hélice	Acero inoxidable AISI 304 (se puede suministrar en acero templado sin sobrecoste) Partes en contacto con el sustrato AISI 304, exterior en acero galvanizado
Material placa soporte	galvanizado
Material cierre mecánico	Carburo de silicio SiC/SiC
Material elastómeros	EPDM60

Figura 2-16: Ficha típica de datos técnicos. Agitador SUMA Giantmix FT5 185-276
Fuente: SUMA América Inc.

2.4.11 Válvula de Seguridad.

La función primaria es proteger el digestor de daños físicos o deformaciones permanentes causadas por el aumento de la presión interna o de vacío encontrado en las operaciones normales. En digestores más pequeños, la válvula también puede proporcionar suficiente capacidad de flujo para la ventilación de emergencia. Se debe considerar adicionalmente que los digestores se encuentran expuestos a influencias meteorológicas como calentamiento y enfriamiento entre otros, por tanto deben ser considerados en los caudales volumétricos.

Para el dimensionamiento se necesitan los caudales máximos volumétricos, presiones máximas admisibles y los parámetros de proceso. Estos datos deben ser entregados al proveedor para la correcta selección de equipos mediante gráficos de capacidades de descarga o software de dimensionamiento.

Existen principalmente 3 tipos: diafragma y resorte, discos con contrapeso y de alivio hidráulico.

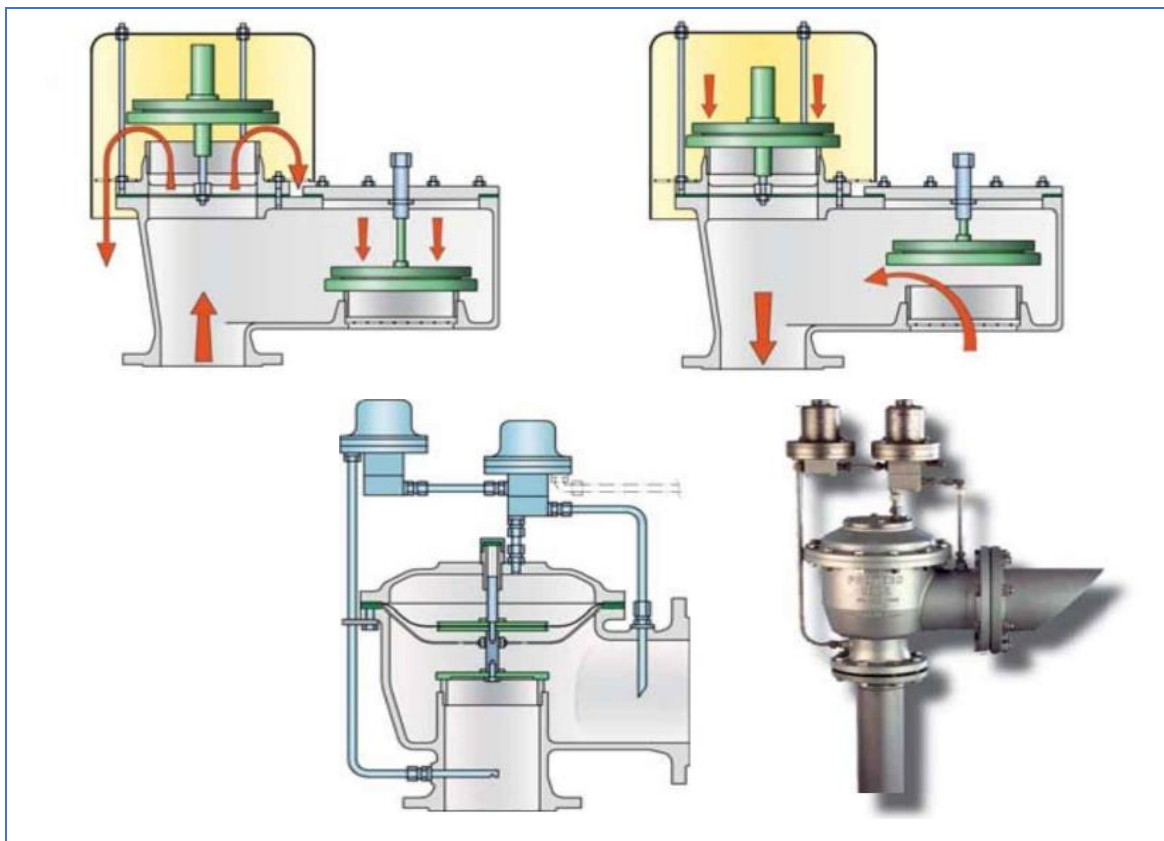


Figura 2-17: Válvula de Seguridad. Tipos
Fuente: (I y II) Piping Engineering (III y IV) PROTEGO

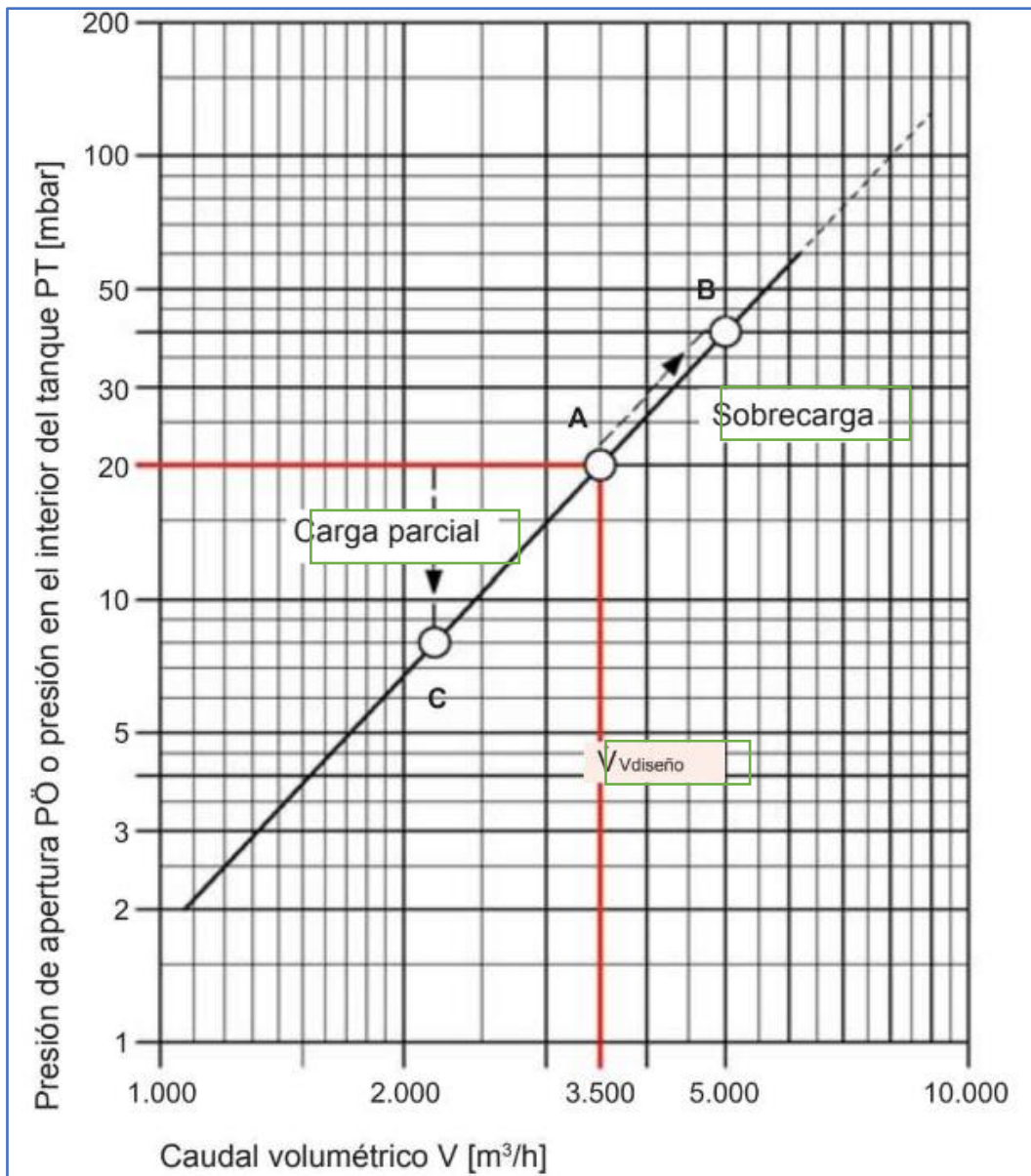


Figura 2-18: Válvula de Seguridad. Cálculo
Fuente: Elaboración propia

2.5 Diagrama de proceso e instrumentación (P&ID)

En cualquier proceso industrial y, en particular para plantas de biogás, a menudo nos encontramos con instalaciones de considerables dimensiones y con multitud de elementos, materiales e instrumentos. Para poder identificar estos equipos e instrumentos de una manera sencilla y poder tener además una idea de las condiciones de diseño de cualquier proyecto de ingeniería, se requiere contar con un diagrama de tuberías e instrumentación, piping and instrumentation diagram/drawing (P&ID) o, de forma simplificada, process flow diagram (PFD), aunque este último es la denominación menos utilizada.

Estos diagramas están compuestos por una serie de símbolos que nos permitirán identificar todos los componentes que conforman un proceso, como la cantidad, dimensión y tipo de tuberías, valvulería, controles, alarmas, equipos, niveles, presostatos, drenajes, purgas, bombas, etc.

Los símbolos utilizados en estos diagramas se basan generalmente en la Norma ISA S5.1 - Sistemas de Instrumentación y Automatización de la Sociedad, el cual es utilizado tanto en industria química, petroquímica, metalúrgicas, industrias de aire acondicionado, generadoras de energía, y en otros muchos y numerosos procesos industriales.

Además de estos símbolos, se utilizan diferentes tipos de líneas y círculos para indicar la interconexión entre los diferentes elementos del proceso y las funciones de cada instrumento.

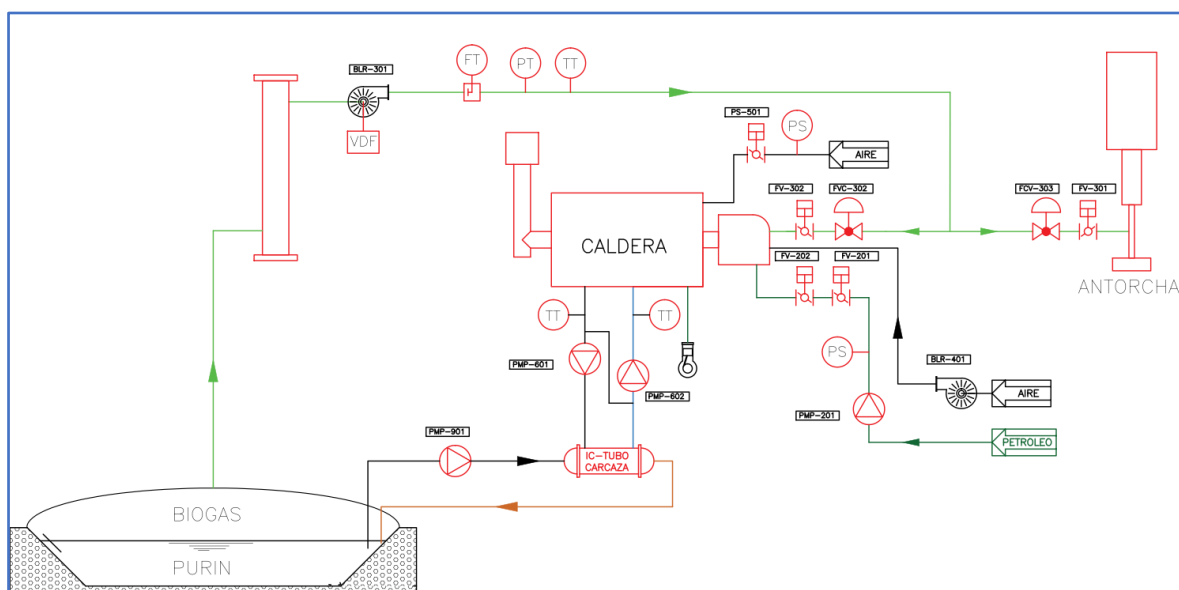


Figura 2-19: Diagrama de proceso e instrumentación
Fuente: Elaboración propia

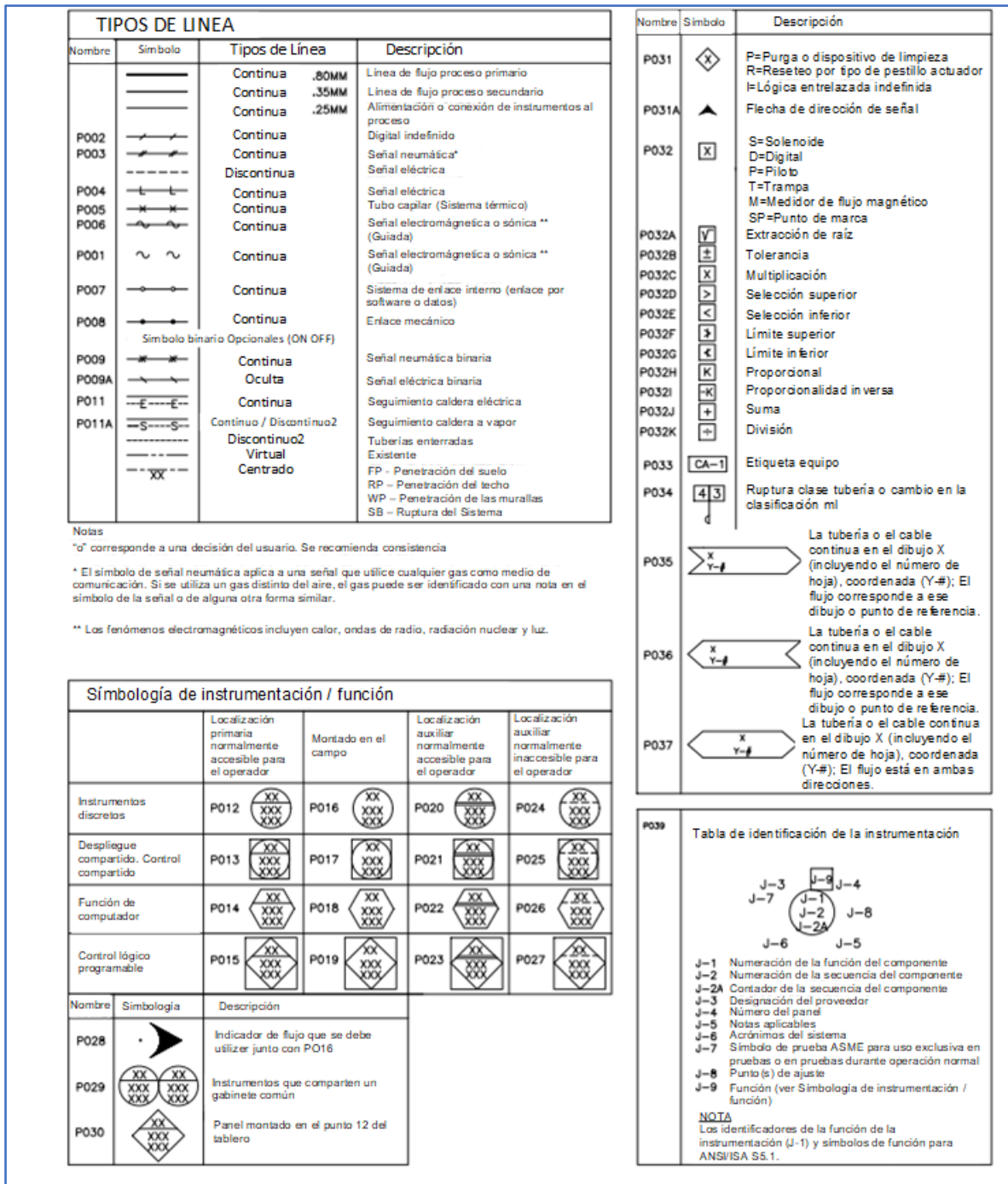


Figura 2-20: Ejemplo de simbología de proceso e instrumentación
 Fuente: Adaptado de AIChE.org

FILE NAME	SYMBOL	DESCRIPTION	FILE NAME	SYMBOL	DESCRIPTION	FILE NAME	SYMBOL	DESCRIPTION
P050		Válvula	P082		Válvula de seguridad o alivio de presión, instalada en el circuito, cargada a resorte, con peso muerto o con piloto integral	P118		Válvula de cuatro vías (las flechas indican la dirección del flujo)
P051		Válvula en ángulo	P083		Válvula de alivio de vacío para disco de ruptura o cabezal de seguridad	P119		Válvula anti-retorno de bola
P052		Válvula mariposa	P084		Válvula de alivio de presión para disco de ruptura o cabezal de seguridad	P120		Válvula de doble bloqueo y purga
P053		Válvula rotatoria	P085		Luz piloto X=Color R=Rojo G=Verde	P121		Válvula de alarma
P054		Válvula de tres vías	P086		Conexión flexible (caucho)	P122		Filtro toma de aire
P055		Válvula de cuatro vías	P087		Conexión flexible	P123		Alarma
P056		Válvula de globo	P088		Tubo de pitot simple o tubo de pitot venturi	P124		Medidor de burbuja
P057		Válvula de diafragma	P089		Indicador totalizador de flujo tipo desplazamiento positivo	P125		Filtro en línea
P058		Liberación de presión	P090		Tubo de venturi	P126		Filtro atmosférico
P059		Actuador de diafragma	P091		Boquilla de flujo	P127		Filtro de canasta doble
P060		Válvula de dos vías con cierre a la falla	P092		Tapón roscado	P128		Carrete de manguera
P061		Válvula de dos vías con apertura a la falla	P093		Tapa de tubería	P129		Drenaje abierto
P062		Válvula de tres vías con actuador de diafragma	P094		Conexión de manguera	P130		XX - Anotaciones sistema de drenaje
P063		Válvula de cuatro vías con actuador de diafragma	P095		Conexión por brida (tubería o equipo)	P131		Drenaje (vista plana)
P064		Solenoid simple	P096		Orificio restrictor fijo	P132		Limpieza (vista plana)
P065		Solenoid de ensamble alternativo	P097		Válvula con filtro colador	P133		Respiradero sanitario
P066		Solenoid electro hidráulico	P098		Válvula con filtro colador en Y	P134		Silenciador
P067		Actuador manual	P099		Aire comprimido	P135		Espacios de penetración
P068		Orificio de restricción en línea del proceso	P100		Caudal de aire	P136		Persianas fijas
P069		Válvula con orificio de restricción taladrado	P101		Conducto de aire tapado	P137		Anotaciones función de la trampa
P070		Paleta de enderezamiento de flujo	P102		Válvula (normalmente abierta)	P138		Lubricante
P071		Diafragma balanceado por presión	P103		Válvula (normalmente cerrada)	P139		Tambor de 55 galones
P072		Regulador reductor de presión automático con volante de ajuste manual de punto	P104		Válvula de globo (normalmente abierta)	P140		Respiradero termostático
P073		Regulador reductor de presión con férula de toma de presión externa	P105		Válvula de globo (normalmente cerrada)	P141		Alarma aspiradores
P074		Regulador reductor de presión con férulas de toma de presión interna y externa	P106		Válvula de aguja (normalmente abierta)	P142		Válvula de alarma de flujo
P075		Regulador de contrapresión automático	P107		Válvula de aguja (normalmente cerrada)	P143		Válvula de control de flujo
P076		Regulador de contrapresión con férula de toma de presión externa	P108		Válvula de tapón (normalmente abierta)	P144		Difusor de succión
P077		Regulador reductor de presión con válvula de alivio integrada en la salida y con indicador de presión opcional	P109		Válvula de tapón (normalmente cerrada)	P145		Respiradero de aire automático
P078		Indicador de presión	P110		Válvula de bola (normalmente abierta)	P146 TO P149		No utilizado
P079		Dirección del flujo	P111		Válvula de bola (normalmente cerrada)			
P080		Válvula de alivio de presión o seguridad	P112		Válvula anti-retorno			
P081		Válvula de alivio de vacío	P113		Válvula de muelle			
			P114		Válvula angular (normalmente abierta)			
			P115		Válvula angular (normalmente cerrada)			
			P116		Válvula de seguridad o alivio (entrada cerrada)			
			P117		Válvula de tres vías (conexión oscurecida cerrada)			

Figura 2-21: Ejemplo de simbología de proceso e instrumentación
Fuente: Adaptado de AIChE.org

2.6 Potencial de biogás

El potencial de generación de biogás se encuentra fuertemente relacionado con la Demanda Química de Oxígeno (DQO), la cual se define como cualquier sustancia, tanto orgánica como inorgánica, susceptible de ser oxidada mediante un oxidante fuerte. La cantidad de oxidante consumida se expresa en términos de su equivalencia en oxígeno DQO en mg/l O₂.

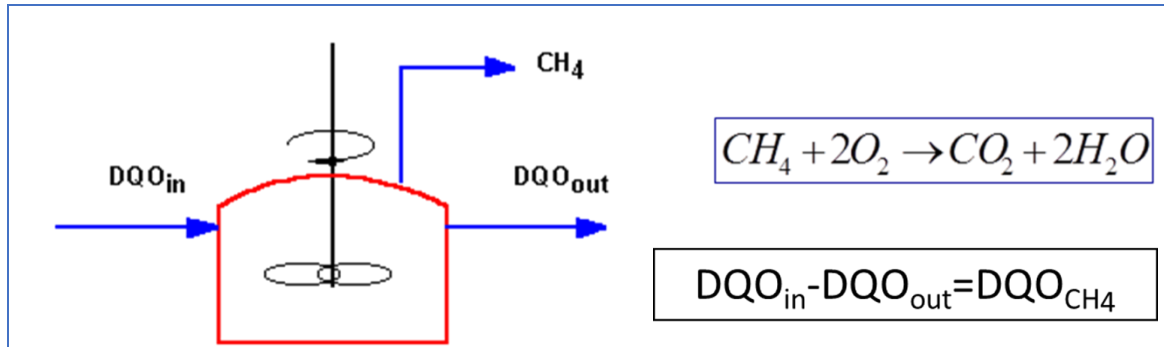


Figura 2-22: Potencial de Biogás
Fuente: Elaboración propia

$$\begin{aligned} & \frac{1 \text{ mol } CH_4}{2 \text{ moles } O_2} \cdot \frac{1 \text{ mol de } O_2}{32 \text{ g}} \cdot \frac{22,4 \text{ L (NC)}}{1 \text{ mol } CH_4} \cdot \frac{1 \text{ g } O_2}{1 \text{ g COD}} = 0,35 \frac{\text{L } CH_4}{\text{g DQO}} \\ & = 0,35 \frac{\text{m}^3 CH_4}{\text{kg DQO}_{eliminada}} \approx 3,5 \frac{\text{kWh}}{\text{kg DQO}_{eliminada}} \end{aligned}$$

Para estimar la generación, se debe analizar la DQO a la entrada y salida del digestor para un TRH dado. Dependiendo del reactor, se puede obtener inclusive un 90% de remoción:

$$DQO_{salida} = DQO_{entrada} \cdot (1 - T_{remoción})$$

Donde,

$DQO_{entrada}$ corresponde a la Demanda Química de Oxígeno a la entrada del digestor (kg/m³)

DQO_{salida} corresponde a la Demanda Química de Oxígeno a la salida del digestor (kg/m³)

$T_{remoción}$ corresponde a la tasa de remoción (%)

Luego, se puede estimar la cantidad de biogás y metano generado.

$$Q_{biogás} = DQO_{salida} \cdot Q_{entrada}$$

$$Q_{metano} = Q_{biogás} \cdot C_{metano}$$

$Q_{biogás}$ corresponde a la generación de biogás (m³/día)

$Q_{entrada}$ corresponde al caudal de entrada de materia orgánica al digestor (m³/día)

C_{metano} corresponde a la concentración porcentual de metano presente en el biogás (%)

2.7 Pérdida de carga en líneas de biogás y líquidos

La pérdida de carga en una tubería o canal corresponde a la pérdida de presión que se produce en un fluido debido a la fricción de las partículas del fluido entre sí y contra las paredes de la tubería que las conduce. Las pérdidas pueden ser continuas, a lo largo de conductos regulares, accidentales o localizadas, debido a circunstancias

particulares, como un estrechamiento, un cambio de dirección, la presencia de una válvula, etc.

Para calcularla se debe utilizar la siguiente expresión:

$$\Delta p = \frac{\mu \cdot l \cdot v^2 \cdot \rho}{2 \cdot D}$$

Δp corresponde a la pérdida de presión (Pa)

μ corresponde al coeficiente de fricción de las tuberías (-)

l corresponde a la longitud de la tubería (m)

v corresponde a la velocidad del gas (m/s)

ρ corresponde a la densidad del gas (kg/m³)

D corresponde al diámetro de la tubería (m)

Se debe considerar que la densidad absoluta del biogás oscila entre 0,93 y 1,3 (kg/m³N) y el coeficiente de fricción depende de la materialidad de la tubería. A continuación se muestra una tabla de valores para materiales normalmente utilizados.

Tabla 2-6: Valores típicos Coeficientes de Rugosidad

Material	Coeficiente de Manning	Coeficiente de Hazen Williams	Coeficiente de rugosidad absoluta
	n	CH	e (mm)
Asbesto cemento	0,011	140	0,0015
Latón	0,011	135	0,0015
Tabique	0,015	100	0,6
Fierro fundido	0,012	130	0,26
Concreto (cimbra	0,011	140	0,18
Concreto (cimbra	0,015	120	0,6
Concreto simple	0,013	135	0,36
Cobre	0,011	135	0,0015
Acero corrugado	0,022	-	45
Acero galvanizado	0,016	120	0,15
Acero (esmaltado)	0,01	148	0,0048
Acero (nuevo, sin	0,011	145	0,045
Acero (remachado)	0,019	110	0,9
Plomo	0,011	135	0,0015
Plástico (PVC)	0,009	150	0,0015
Madera (duelas)	0,012	120	0,18
Vidrio (laboratorio)	0,011	140	0,0015

Fuente: Elaboración propia en base a **Computer Applications in Hydraulic Engineering, 5th Edition, Haestad Methods**

Adicionalmente, se deben considerar las singularidades que se incluyen en la expresión anterior como función del largo. A continuación se muestra el Nomograma de Longitud Equivalente Accesorios de una tabla con los valores utilizados:

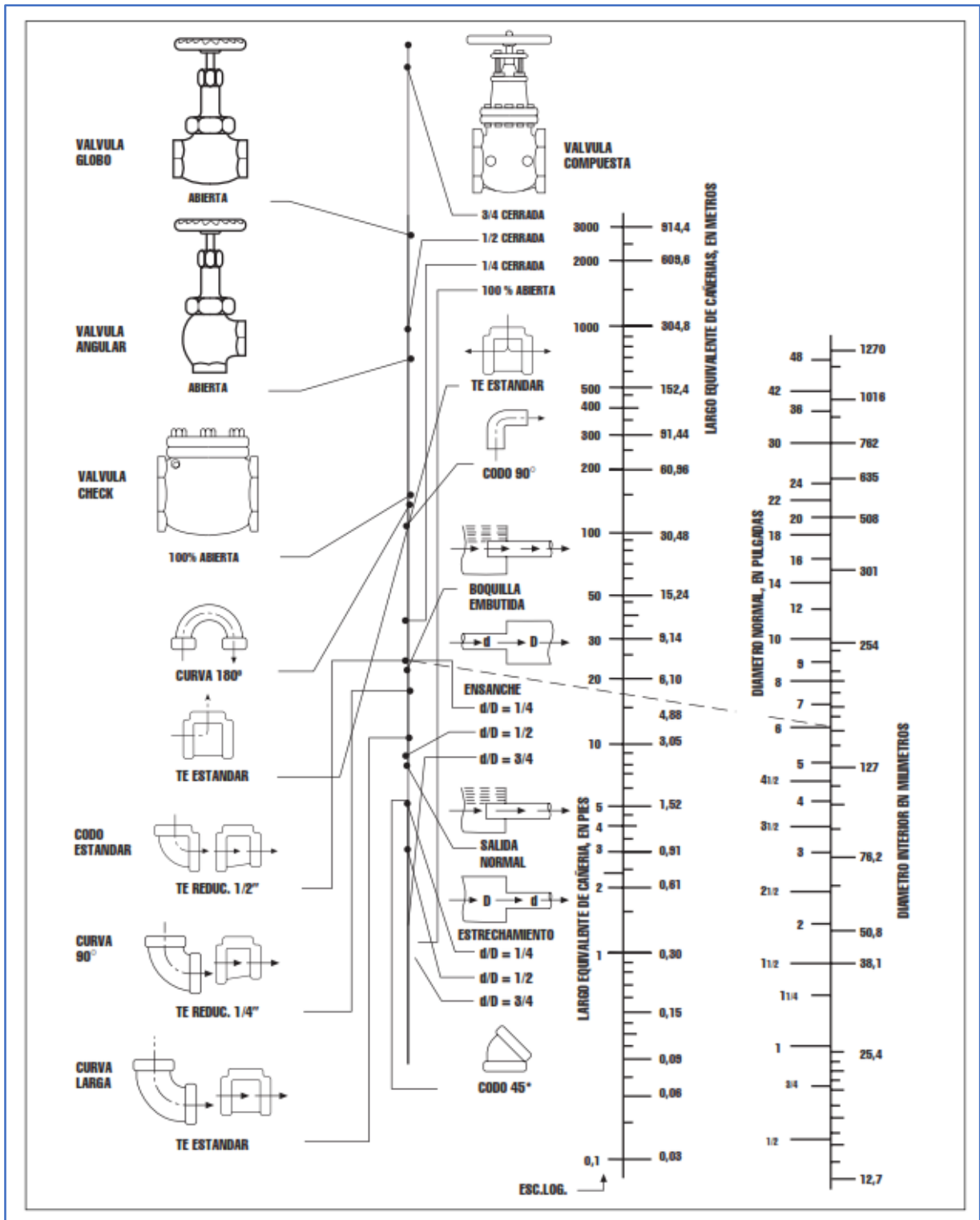


Figura 2-23: Pérdida de carga en una tubería
Fuente: Adaptado de OpenCourseWare – Universidad de Sevilla

2.8 Consideraciones generales

2.8.1 Diseño red de tuberías (piping)

Dentro de la industria, se denomina Piping al sistema de tuberías utilizados para transportar fluidos (líquidos y gases) desde una ubicación a otra. La disciplina de la ingeniería de diseño de tuberías estudia el transporte eficiente de fluidos. Es muy importante tener en consideración la diferencia entre tubería cañerías:

La denominación de "caño"(pipe) identifica a estos materiales por dos características fundamentales:

Sus diámetros nominales en pulgadas NO coinciden con los exteriores hasta 12" inclusive. De 14" en adelante el diámetro nominal coincide con el diámetro exterior. Sus espesores son clasificados en series (Schedule) que se obtienen por una fórmula de aproximación empírica:

$$Sch = 1.000 \cdot \frac{P}{S}$$

Donde,

P corresponde a la presión interna en psi

S corresponde a la tensión admisible del material en psi

Por otro lado, los "tubos" (tubes) se caracterizan por que sus diámetros nominales COINCIDEN con los diámetros exteriores. Sus espesores se definen por un número de calibre o gage BWG (Birmingham WireGage).

Se debe tener presente que una instalación de biogás, sea esta pequeña, mediana o grande, es una planta productora de combustible, por tanto se debe tener presente todas las normas de seguridad y se debe poner especial énfasis en la selección de materialidad, ya que como se ha mencionado en secciones anteriores, el biogás contiene compuestos altamente corrosivos y por tal motivo, las redes de piping no se encuentran exentas del deterioro producto de la agresión química del biogás.

Si bien las presiones de trabajo en biogás suelen ser bajas, por lo general inferiores a 500 (mBar), se deben tener en cuentas las solicitaciones, temperatura, y distanciamiento de la soportación si es aérea, granulometría y características del terreno si es enterrada.

Dentro de las cañerías, entre los materiales más utilizados para las redes de conducción de biogás se encuentra el acero inoxidable 316, acero inoxidable 304, HDPE, PVC y cañerías de acero galvanizado. En este último caso se recomiendan mediciones de espesores de manera periódica en función del contenido de H_2S .

Tabla 2-7: Dimensionamiento tubería HDPE

Exterior		SDR 41		SDR 27,6		SDR 21		SDR 13,6		SDR 13,6		SDR 11	
Real	Nominal	Espesor	Peso	Espesor	Peso	Espesor	Peso	Espesor	Peso	Espesor	Peso	Espesor	Peso
mm	pulg.	mm	Kg/m	mm	Kg/m	mm	Kg/m	mm	Kg/m	mm	Kg/m	mm	Kg/m
16	3/8												
20	1/2												
25	3/4											2,3	0,17
32	1							2,3	0,23	2,4	0,24	3	0,28
40	1 1/4					2,3	0,29	2,4	0,30	3	0,36	3,7	0,44
50	1 1/2			2,3	0,37	2,4	0,38	3,0	0,46	3,7	0,56	4,6	0,68
63	2			2,3	0,47	3,0	0,59	3,8	0,73	4,7	0,89	5,8	1,07
75	2 1/2			2,8	0,66	3,6	0,84	4,5	1,03	5,6	1,26	6,8	1,51
90	3	2,3	0,68	3,3	0,94	4,3	1,20	5,4	1,49	6,7	1,82	8,2	2,18
110	4	2,7	0,96	4,0	1,38	5,3	1,80	6,6	2,21	8,1	2,68	10	3,23
125	5	3,1	1,25	4,6	1,80	6,0	2,32	7,4	2,83	9,2	3,45	11,4	4,2
140	5 1/2	3,5	1,57	5,1	2,24	6,7	2,91	8,3	3,55	10,3	4,33	12,7	5,24
160	6	4,0	2,03	5,8	2,91	7,7	3,81	9,5	4,65	11,8	5,66	14,6	6,86
180	6	4,4	2,52	6,6	3,72	8,6	4,78	10,7	5,89	13,3	7,18	16,4	8,83
200	8	4,9	3,12	7,3	4,57	9,6	5,94	11,9	7,25	14,7	8,84	18,2	10,9
225	8	5,5	3,95	8,2	5,79	10,8	7,53	13,4	9,21	16,6	11,43	20,5	13,8
250	14	6,2	4,93	9,1	7,13	11,9	9,19	14,8	11,30	18,4	14,06	22,7	17

Fuente: Elaboración propia en base a Norma ISO 4427

Tabla 2-8: Dimensionamiento tubería PVC

Exterior		Clase 4		Clase 6		Clase 10		Clase 16	
Real	Nominal	Espesor	Peso	Espesor	Peso	Espesor	Peso	Espesor	Peso
mm	pulg.	mm	Kg. Tira	mm	Kg. Tira	mm	Kg. Tira	mm	Kg. Tira
20	1/2					1,5	0,83		
25	3/4					1,5	1,05		
32	1					1,8	1,59		
40	1 1/4			1,8	2,02	2,0	2,21		
50	1 1/2			1,8	2,55	2,4	3,34		
63	2			1,9	3,43	3,0	6,22	4,7	7,86
75	2 1/2	1,8	3,93	2,2	4,78	3,0	7,47	5,6	11,14
90	3	1,0	4,74	2,7	8,53	4,3	10,73	6,7	10,00
110	4	2,2	7,12	3,2	10,07	5,3	16,03	8,2	23,85
125	4 1/2	2,5	9,10	3,7	13,10	6,0	20,54	9,3	30,69
140	5	2,8	11,33	4,1	16,39	6,7	25,75	10,4	38,58
160	6	3,2	14,87	4,7	21,33	7,7	33,75	11,9	50,32
200	8	4,0	22,94	5,9	33,29	9,6	52,76	14,9	79,26
250	10	5,0	35,31	7,3	51,94	12,0	85,50	16,6	123,24
315	12	6,2	56,38	9,2	82,50	15,2	130,68		
355	14	7,0	71,82	10,5	105,21	17,1	169,47		
400	16	8,0	91,35	11,7	132,83	19,2	212,30		

Clase: Indica la presión de trabajo (Kg/cm²) a 20°C

Tabla 2-9: Dimensionamiento cañerías ASTM

Diámetro nominal	Diámetro exterior	Espesor nominal	Peso teórico	Presión de prueba	
DN	D	e	P	Grado A	Grado B
Pulgadas	mm	mm	kg/m	kg/cm ²	kg/cm ²
1/2	21,3	2,77	1,27	49,2	49,2
3/4	26,7	2,87	1,69	49,2	49,2
1	33,4	3,38	2,5	49,2	49,2
1 1/4	42,2	3,56	3,39	84,4	91,4
1 1/2	48,3	3,68	4,05	84,4	91,4
2	60,3	3,91	5,44	161,7	175,8
2 1/2	73	5,16	8,63	175,8	175,8
3	88,9	5,49	11,29	156,1	175,8
4	114,3	6,02	16,07	133,6	155,4
6	168,3	7,11	28,26	106,9	125,1

Velocidad recomendada de biogás en tuberías y cañerías³⁷

Cuando se utilizan compresores o sopladores:

- Tramos largos: 10 (m/s)
- Tramos cortos (singularidades, válvulas): 15 (m/s)

Cuando se trabaja con la presión del digestor

- Inferiores a 5 (m/s)

Velocidad recomendada de líquidos en cañerías y tuberías⁵

En general, las líneas de piping en plantas de tratamientos concentran una gran cantidad de sólidos, por tanto, se debe tener presente las velocidades de desplazamiento en las cañerías y/o tuberías para evitar precipitación de partículas al interior y que estas puedan ser arrastradas. Se recomiendan velocidades superiores a 1,6 (m/s), pero inferiores a 2,3 (m/s)⁵ para evitar desgaste por abrasión y gasto excesivo de potencia para mover el fluido.

2.8.2 Instalaciones eléctricas.

Los equipos que se instalen en lugares peligrosos deberán cumplir con el protocolo de análisis y/o ensayos de productos eléctricos respectivos y lo indicado en el pliego técnico RTIC N° 12. En ausencia de ellos, deberá cumplir lo indicado en las normas IEC 60079 y todas sus partes, o NFPA 70.

Los lugares se clasificarán de acuerdo con las propiedades del gas inflamable, los vapores producidos por líquidos inflamables, los vapores producidos por líquidos combustibles, los polvos o fibras/partículas que pueda haber en ellos, y los similares con la posibilidad de que estén presentes concentraciones o cantidades inflamables combustibles. Dichos lugares no se clasificarán cuando solo se emplee o esté presente material que se inflame espontáneamente con el aire.

³⁷ Velocidades recomendadas por la experiencia del equipo experto de EBP.

2.8.2.1 Conductores y canalizaciones lugares Clase I y II

Los conductores que se utilicen en las instalaciones eléctricas deberán tener aislaciones resistentes a la acción de los combustibles y aceites que se manipulen en el recinto en forma líquida o como vapores. Igual exigencia deberán cumplir los materiales que se empleen para aislar uniones y derivaciones.

En los lugares clasificados como Clase I y II, según la clasificación del Pliego Técnico Normativo RTIC N° 12 "INSTALACIONES EN AMBIENTES EXPLOSIVOS"–SEC, se deberán utilizar para las canalizaciones tuberías metálicas, galvanizadas en caliente y de pared gruesa. Las uniones roscadas deben tener por lo menos cinco pasos de roscas que ajusten completamente.

Está prohibido el cruce de líneas aéreas desnudas de cualquier tensión sobre las zonas peligrosas.

Las líneas eléctricas de media tensión se deben ubicar a más de 10 metros de distancia del gasómetro.

2.8.3 Consideraciones Civiles

El diseño y construcción de obras civiles asociadas a plantas de biogás se encuentran sujetas a las especificaciones establecidas en el decreto con fuerza de ley N° 458, de 1975, del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, que aprueba nueva Ley General de Urbanismo y Construcciones y en el decreto supremo N° 47, de 1992, del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, que fija nuevo texto de la Ordenanza General de la Ley General de Urbanismo y Construcciones, y las correspondientes normas técnicas establecidas en ellas.

Todas las edificaciones deben cumplir con la norma sísmica NCh 433 of 96.

2.9 Ejercicio de Aplicación

A continuación se presenta y desarrolla un ejercicio de aplicación. Consideremos:

- Purines de cerdos a una razón de 50 m³/día
- Temperatura de ingreso = 15°C
- Analisis de la DQO ingreso = 30.000 mg/l DQO
- TRH 30 días
- El biogás contiene un 60% de CH₄

Determinar:

- a) ¿Cuánto biogás puedo generar?
- b) ¿Cuál es el volumen del digestor?
- c) ¿Cuánta energía se requiere para trabajar a una temperatura de 35°C?

Nota: A pesar de que se ejemplifica con purines de cerdo, el siguiente ejercicio es aplicable a cualquier otro tipo de sustrato líquido.

a) Determinación de la cantidad de Biogas

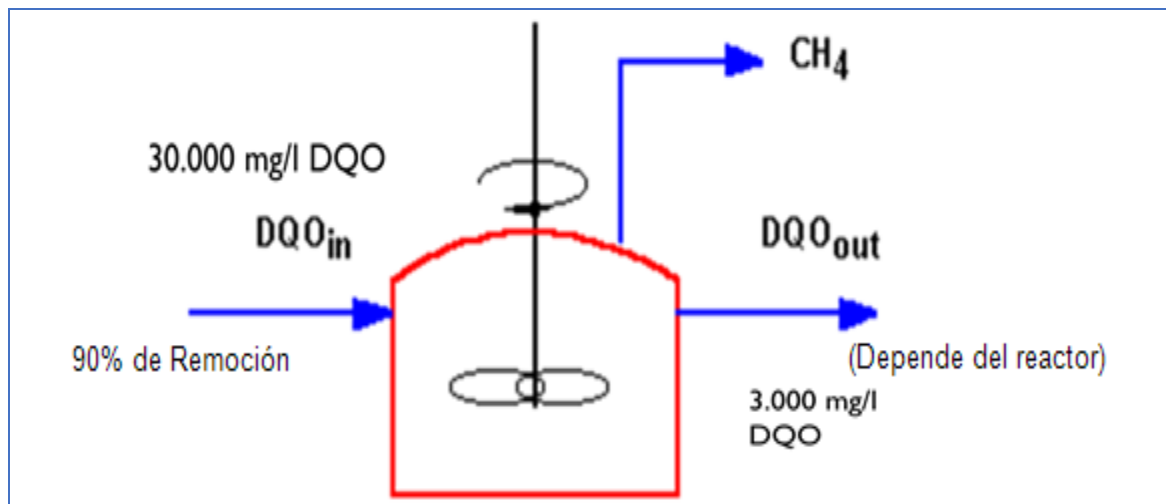


Figura 2-24: Pérdida de carga en una tubería
Fuente: Elaboración propia

$$27.000 \frac{\text{mg}}{\text{l DQO}_{rem}} = 27 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3 \text{ DQO}} \cdot 50 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} = 1.350 \frac{\text{kg}}{\text{día}} \cdot 0,35 \frac{\text{CH}_4}{\text{DQO}_{rem}} = 472,5 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} \text{CH}_4$$

$$Q_{biogás} = \frac{Q_{\text{CH}_4}}{C_{\text{CH}_4}} = \frac{472,5}{0,6} = 787,5 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right)$$

b) Determinación del volumen del digestor

$$V_{digestor} (\text{m}^3) = TRH (\text{días}) \cdot Q_{purines} = 30 (\text{días}) \cdot 50 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right) = 1.500 (\text{m}^3)$$

c) Determinación de la energía requerida para calentar el biodigestor

$$PCI_{biogás} = PCI_{\text{CH}_4} \cdot C_{\text{CH}_4} = 9.500 \left(\frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3} \right) \cdot 60\% = 5.700 \left(\frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3} \right)$$

Simplificando calculos y considerando un proceso adiabatico tenemos:

$$\text{Flujo calórico} \left[\frac{\text{Kcal}}{\text{h}} \right] = \text{Flujo másico} \left[\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right] \cdot \text{Calor específico} \left[\frac{\text{Kcal}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}} \right] \cdot \text{Delta temperatura} [^\circ\text{C}]$$

$$\text{Flujo calórico} \left[\frac{\text{Kcal}}{\text{h}} \right] = \frac{50.000}{24} \left[\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right] \cdot 1 \left[\frac{\text{Kcal}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}} \right] \cdot (35 - 15) [^\circ\text{C}] = 41.667 \left[\frac{\text{Kcal}}{\text{h}} \right]$$

$$Q_{biogás} (\text{m}^3) = \frac{41.667 \left[\frac{\text{Kcal}}{\text{h}} \right]}{5.700 \left[\frac{\text{Kcal}}{\text{h}} \right]} = 7,3 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{h}} \right] = 176 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right]$$

Continuando con nuestro ejemplo de diseño del reactor ahora calcularemos la potencia mecánica que requiere nuestro Digestor para una buena agitación.

$$V_{digestor} = TRH \cdot Q_{purines} = \text{Altura} [\text{m}] \cdot \text{Superficie} [\text{m}^2]$$

$$\text{Superficie} [\text{m}^2] = \frac{V_{digestor} [\text{m}^3]}{\text{Altura} [\text{m}]} = \frac{1.500 [\text{m}^3]}{5 [\text{m}]} = 300 [\text{m}^2] \cdot$$

$$P_{agitación} = 8 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] \cdot \text{Superficie} [\text{m}^2] = 8 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] \cdot 300 [\text{m}^2] = 2.400 [\text{W}] = 2,4 [\text{kW}]$$

Perdida de carga (PDC)

Para calcular las pérdidas de carga mediante la ecuación de Blasius, se deben tener presente los siguientes cálculos:

La Densidad del fluido en CNTP, (ρ_N), está dada por:

$$\rho_N \left(\frac{kg}{Nm^3} \right) = \%CH_4 \cdot 0,72 + \%CO_2 \cdot 1,95 + \%N_2 \cdot 1,25 + \%H_2O_{vap} \cdot 1,05$$

La composición del Nitrógeno (N_2) y vapor de agua es despreciable, por lo tanto:

$$\rho_N = 0,6 \cdot 0,72 + 0,4 \cdot 1,95 = 1,212 \left(\frac{kg}{Nm^3} \right)$$

La densidad normalizada (ρ_N) se transforma en densidad real (ρ), mediante la ley de los gases ideales (siempre utilizando temperaturas y presiones absolutas):

$$\rho = \rho_N \cdot \frac{T_N}{T} \cdot \frac{P}{P_N}$$

$$\rho = 1,212 \cdot \frac{273}{303} \cdot \frac{1.033}{1.013} = 1,11 \left(\frac{kg}{m^3} \right)$$

La Viscosidad dinámica del Biogás en condiciones normales de temperatura y presión (μ_N) es:

$$\mu_N = 1,28 \cdot 10^{-5} \left(\frac{kg}{m \cdot s} \right)$$

El Caudal normalizado de biogás Q_N , calculado anteriormente es 787,5 (m^3/d). Asumiendo que la planta opera 8 horas diaria, por lo tanto:

$$Q_N = \frac{787,5}{8} = 98,4 \left(\frac{m^3}{hr} \right)$$

El caudal normalizado se transforma en caudal efectivo, mediante la ley de los gases ideales:

$$Q \left(\frac{m^3}{hr} \right) = Q_N \left(\frac{m^3}{hr} \right) \cdot \frac{P_N}{T_N} \cdot \frac{T}{P}$$

Por lo tanto:

$$Q = 98,4 \cdot \frac{1.013}{273} \cdot \frac{303}{1.033} = 107,1 \left(\frac{m^3}{hr} \right)$$

El diámetro de la tubería está dado por:

$$D \text{ (mm)} = 18,8 \sqrt{\frac{Q}{V_s}}$$

Donde,

Q: Caudal efectivo en m^3/hr

V_s : Velocidad sugerida para biogás (8 m/s)

Reemplazando el Caudal efectivo calculado en la ecuación del diámetro y asumiendo una velocidad sugerida de 8 m/s:

$$D = 18,8 \sqrt{\frac{107,1}{8}} = 69 \text{ (mm)}$$

El diámetro obtenido se debe estandarizar mediante la siguiente tabla:

Tabla 2-10: Tabla diámetros HDPE

PE80	PN3.2	PN4	PN5	PN6	PN8	PN10	PN12,5	PN16	PN20	PN25
PE100	PN4	PN5	PN6	PN8	PN10	PN12,5	PN16	PN20	PN25	
Diámetro exterior [mm]	SDR41	SDR33	SDR26	SDR21	SDR17	SDR13,6	SDR11	SDR9	SDR7,4	SDR6
	Espesor [mm]									
16								2,0	2,3	3,0
20								2,0	2,3	3,0
25							2,0	2,3	3,0	3,5
32						2,0	2,4	3,0	3,6	4,4
40				2,0	2,4	3,0	3,7	4,5	5,5	6,7
50			2,0	2,4	3,0	3,7	4,6	5,6	6,9	8,3
63			2,5	3,0	3,8	4,7	5,8	7,1	8,6	10,5
75			2,9	3,6	4,5	5,6	6,8	8,4	10,3	12,5
90			3,5	4,3	5,4	6,7	8,2	10,1	12,3	15,0
110			4,2	5,3	6,6	8,1	10,0	12,3	15,1	18,3
125			4,8	6,0	7,4	9,2	11,4	14,0	17,1	20,8
140			5,4	6,7	8,3	10,3	12,7	15,7	19,2	23,3
160			6,2	7,7	9,5	11,8	14,6	17,9	21,9	26,6
180			6,9	8,6	10,7	13,3	16,4	20,1	24,6	29,9
200			7,7	9,6	11,9	14,7	18,2	22,4	27,4	33,2
225			8,6	10,8	13,4	16,6	20,5	25,2	30,8	37,4
250			9,6	11,9	14,8	18,4	22,7	27,9	34,2	41,5
280			10,7	13,4	16,6	20,6	25,4	31,3	38,3	46,5
315	7,7	9,7	12,1	15,0	18,7	23,2	28,6	35,2	43,1	52,3
355	8,7	10,9	13,6	16,9	21,1	26,1	32,2	39,7	48,5	59,0
400	9,8	12,3	15,3	19,1	23,7	29,4	36,3	44,7	54,7	
450	11,0	13,8	17,2	21,5	26,7	33,1	40,9	50,3	61,5	
500	12,3	15,3	19,1	23,9	29,7	36,8	45,4	55,8		
560	13,7	17,2	21,4	26,7	33,2	41,2	50,8	62,5		
630	15,4	19,3	24,1	30,0	37,4	46,3	57,2	70,3		

Por lo tanto, el diámetro a utilizar es 75 mm. El diámetro interno, según el espesor, es: 63,8 mm. Con el diámetro estandarizado, se debe recalculer la velocidad del fluido:

$$63,8 = 18,8 \sqrt{\frac{107,1}{V}} \rightarrow V = 9,3 \left(\frac{m}{s}\right)$$

Posteriormente, se debe verificar el régimen del fluido mediante el Número de Reynolds (Re), el cual debe cumplir con un régimen Turbulento.

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu}$$

Donde,

ρ : Densidad del fluido real en kg/m³

μ : Viscosidad dinámica del fluido en kg/ms

v : Velocidad del fluido dentro de la sección en m/s

D : Diámetro de la tubería a través de la cual circula el fluido en m

Parámetros:

Re < 2.000

Régimen de flujo Laminar

$$2.000 < Re < 4.000$$

$$Re > 4.000$$

Zona Crítica o de Transición
Régimen de flujo Turbulento

Continuando con nuestro ejemplo,

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu}$$

$$Re = \frac{1,11 \cdot 9,3 \cdot 0,0638}{1,28 \cdot 10^{-5}} = 51.635 > 4.000 \Rightarrow \text{Flujo turbulento}$$

Finalmente, con todos los datos obtenidos anteriormente se puede calcular las pérdidas de cargas mediante la fórmula Blasius:

$$\text{Pérdida de Carga (mbar/m)} = 5 \cdot 10^6 \cdot 0,354^{(2-n)} \cdot \rho_N^{(1-n)} \cdot \mu_N^n \cdot \frac{T}{T_N} \cdot \frac{P_N}{P} \cdot \frac{Q_N^{(2-n)}}{D^{(5-n)}}$$

Donde,

α y n vienen de la fórmula $\gamma = \alpha Re^{-n}$ ($\alpha = 0,316$ y $n = 0,25$)

ρ_N : Densidad del fluido en kg/Nm³

μ_N : Viscosidad dinámica del fluido en CNTP en kg/ms

T: Temperatura absoluta del fluido en K

T_N: Temperatura absoluta normal 273 K

P: Presión absoluta del fluido (mbar)

P_N: Presión absoluta normal (1.013 mbar)

Q_N: Caudal de referencia en CNTP en Nm³/hr

D: Diámetro de la tubería a través de la cual circula el fluido o longitud característica del sistema (mm)

Reemplazando los datos obtenidos mediante los cálculos anteriores, se tiene:

Pérdida de Carga

$$= 5 \cdot 10^6 \cdot 0,354^{(2-0,25)} \cdot 1,212^{(1-0,25)} \cdot (1,28 \cdot 10^{-5})^{0,25} \cdot \frac{303}{273} \cdot \frac{1,013}{1,033} \cdot \frac{98,4^{(2-0,25)}}{63,8^{(5-0,25)}}$$

$$\text{Pérdida de Carga (PDC)} = 0,5 \text{ (mbar/m)}$$

Selección Gasómetro

La selección del volumen del gasómetro debe considerar los siguientes criterios:

- ✓ Continuidad
- ✓ Producción y Carga
- ✓ Consumo y Descarga
- ✓ Falla Producción y Consumo

Según el ejemplo, el biogás debe ser almacenado hasta el momento de su utilización, el volumen del gasómetro debe considerar el caudal producido (Q_p) y el tiempo muerto durante el cual se va a almacenar (tc= horas de uso/24 h), según la siguiente ecuación:

$$V_{\text{gasómetro}} > Q_{\text{biogás}} \left[\frac{m^3}{d} \right] \cdot (1 - tc) \cdot 0,24$$

El caudal efectivo calculado anteriormente es 107,1 m³/hr en un tiempo de operación diario de 8 horas:

$$Q = 107,1 \left(\frac{m^3}{hr} \right) \cdot 8 \text{ hr} = 857,12 \left(\frac{m^3}{d} \right)$$

$$c = \frac{\text{horas de uso}}{24 \text{ hrs}} = \frac{8}{24} = 0,33$$

Por lo tanto,

$$V_{\text{gasómetro}} = 857,12 \cdot (1 - 0,33) \cdot 0,24 = 138 \text{ m}^3$$

Además, se debe considerar un factor de seguridad (F.S.) entre 10% a 20%. Aplicando el Factor de Seguridad (20%):

$$V_{\text{gasómetro}} = V_{\text{gasómetro}} \cdot (1 + F.S.) = 138 \text{ m}^3 \cdot 1,2 = 165 \text{ m}^3$$

Potencia Quemador

La determinación de la potencia de la caldera se basa sobre un balance térmico de las instalaciones para definir cuanta energía debo aportar al sistema.

Si se considera un caudal de lodos (m^3/d) a una temperatura de ingreso T_o que debe ser calentado a la temperatura del reactor T_r , con un calor específico de $4,187$ ($\text{kW}/\text{kg } ^\circ\text{C}$) y una densidad de $1,05$ (kg/l), la energía a aportar está dada por:

$$E_{\text{lodos}} = \frac{Q_{\text{lodos}} \cdot 1.000 \cdot 1,05 \cdot 4,187 \cdot (T_r - T_o)}{3.600} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{d}} \right)$$

$$E_{\text{lodos}} = \frac{50 \cdot 1.000 \cdot 1,05 \cdot 4,187 \cdot (308 - 288)}{3.600} = 1.221,21 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{d}} \right)$$

Considerando un proceso adiabático, y una eficiencia de intercambio del 90%:

$$E_{\text{caldera}} = \frac{(E_{\text{lodos}} + E_{\text{perdidas}})}{\eta_{\text{intercambiador}}} = \frac{(1.221,21)}{0,9} = 1.356,9 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{d}} \right)$$

La potencia de la caldera es:

$$P_{\text{caldera}} = \frac{E_{\text{caldera}}}{24} = \frac{1.356,9}{24} = 56,54 \text{ (kW)}$$

Para el cálculo de la potencia del quemador, considerar una eficiencia de intercambio de calor llama/agua (η_{caldera}) del 85%:

$$P_{\text{quemador}} = \frac{P_{\text{caldera}}}{\eta_{\text{caldera}}} = \frac{56,54}{0,85} = 66,51 \text{ (kW)}$$

Perdida de carga en tuberías de sustrato ($\text{PDC}_{\text{Purín}}$)

Se deben tener presente los siguientes cálculos:

El diámetro de la tubería está dado por:

$$D \text{ (mm)} = 18,8 \sqrt{\frac{Q}{V_s}}$$

Donde,

Q : Caudal en m^3/hr

V_s : Velocidad sugerida para purín ($1,65 \text{ m/s}$)

Se tiene $50 \text{ m}^3/\text{día}$ de purín, equivalente a $2,08 \text{ m}^3/\text{hr}$.

$$D = 18,8 \sqrt{\frac{2,08}{1,65}} = 21,1 \text{ (mm)}$$

El diámetro obtenido se debe estandarizar según el material, para este caso será PVC Clase 10 mediante la siguiente tabla:

Tabla 2-11: Tabla diámetros PVC

Diámetro exterior		Longitud			Clase 5 75 PSI (5 bar)			Clase 7.5 105 PSI (7.5 bar)			Clase 10 150 PSI (10 bar)		
No m	Real	Total	Útil	Esp.	Diam. Inter.	Peso	Esp.	Diam. Inter.	Peso	Esp.	Diam. Inter.	Peso	
Pulg	mm	metros	metros	m	mm	Kg/tubo	m	mm	Kg/tubo	m	mm	Kg/tubo	
½	21	5.00	4.97	-	-	-	-	-	-	1.8	17.4	.840	
¾	26.5	5.00	4.96	-	-	-	-	-	-	1.8	22.9	1.080	
1	33	5.00	4.96	-	-	-	-	-	-	1.8	28.4	1.363	
1 ¼	42	5.00	4.96	-	-	-	1.8	38.4	1.74	2.0	38	1.940	
1 ½	48	5.00	4.96	-	-	-	1.8	44.4	2.016	2.3	43.4	2.549	

Por lo tanto, el diámetro a utilizar es ¾". El diámetro interno, es: **22,9 mm**. Con el diámetro estandarizado, se debe recalcular la velocidad del fluido:

$$22,9 = 18,8 \sqrt{\frac{2,08}{V}} \rightarrow V = 1,4 \left(\frac{m}{s}\right)$$

Posteriormente, se debe verificar el régimen del fluido mediante el Número de Reynolds (Re), el cual debe cumplir con un Régimen turbulento. Para efectos de cálculo, se utilizará una temperatura media de 25 °C.

El coeficiente de fricción se determinará a través de la ecuación Blasius.

$$f = 0,3164 \cdot Re^{-0,25}$$

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu}$$

Donde,

ρ : Densidad del fluido en kg/m³

μ : Viscosidad dinámica del fluido en kg/ms

v : Velocidad del fluido dentro de la sección en m/s

D : Diámetro de la tubería a través de la cual circula el fluido en m

$$Re = \frac{997 \cdot 1,4 \cdot 0,0229}{0,89 \cdot 10^{-3}} = 35.914,4$$

El Reynolds obtenido es mayor a 4.000, por lo tanto, el régimen es turbulento. El coeficiente de fricción está dado por:

$$f = 0,3164 \cdot 35.914,4^{-0,25} = 0,023$$

Posteriormente, se deben calcular las pérdidas totales. Existen muchos métodos y softwares disponibles para este propósito, sin embargo, el método de longitud

equivalente mediante el “Nomograma de Longitudes Equivalentes para Accesorios” se presenta como un método simple y aplicable para pérdidas menores. Este método se basa en definir para cada accesorio o singularidad una longitud de tubería recta que genere (por efecto de la fricción) la misma pérdida (magnitud). Dichas singularidades pueden ser por ejemplo: curvas, codos, T, válvulas abiertas, parcialmente abiertas, check, reducción, etc. Una vez obtenido dicho valor, se debe sumar a las pérdidas asociadas a los tramos rectos, obteniendo la pérdida total en la red. Para este ejemplo se considera que el total de las pérdidas (en longitud equivalente) corresponde a 40 m, mientras que los tramos rectos son 120 m. De esta forma se obtiene:

$$L_{eq} = 120 + 40 = 160 \text{ (m)}$$

Finalmente, con los datos obtenidos anteriormente se puede calcular las pérdidas de cargas mediante la fórmula Darcy - Weisbach:

$$PDC_{Purin}(m) = f \cdot \left(\frac{L}{D}\right) \cdot \left(\frac{v^2}{2 \cdot g}\right)$$

Donde,

L: Longitud tramo cañería en m

D: Diámetro interior de la tubería en m

v: Velocidad media en m/s

g: Aceleración de gravedad en m/s²

$$PDC_{Purin} = 0,023 \cdot \left(\frac{160}{0,0229}\right) \cdot \left(\frac{1,4^2}{2 \cdot 9,81}\right) = 16,05 \text{ (mca)}$$



Módulo 3 - Operación Plantas Medianas y Grandes de Biogás

3 Operación Plantas Medianas y Grandes de Biogás

3.1 Introducción

3.1.1 Objetivos y alcance

En esta sección se abordarán una serie de conceptos que tienen como objetivo establecer las principales actividades que se deben aplicar en una planta de biogás con el fin de asegurar un correcto funcionamiento y desempeño. Mediante procedimientos, es posible asegurar en gran medida su cumplimiento, facilitando una correcta gestión y posibilitando la prevención y/o capacidad de reacción ante eventualidades. La operación, además de ser una herramienta de control, se relaciona fuertemente con las actividades de mantenimiento y capacitación del personal, las cuales son fundamentales en cualquier instalación industrial.

3.1.2 Definiciones

Biogás

Producto gaseoso de la digestión anaeróbica que comprende fundamentalmente metano y dióxido de carbono, pero que, dependiendo del sustrato, puede contener también amoníaco, sulfuro de hidrógeno, vapor de agua y otros constituyentes gaseosos o vaporizables, (siloxanos en rellenos sanitarios).

Planta de biogás

Instalación física de un sistema de ingeniería de procesos industriales complejos, diseñada para la producción, el almacenamiento y el uso de biogás, incluyendo todo el equipamiento y las estructuras necesarias para la operación de la planta. El producto final del proceso corresponde a gas generado a partir de la digestión anaeróbica de materia orgánica.

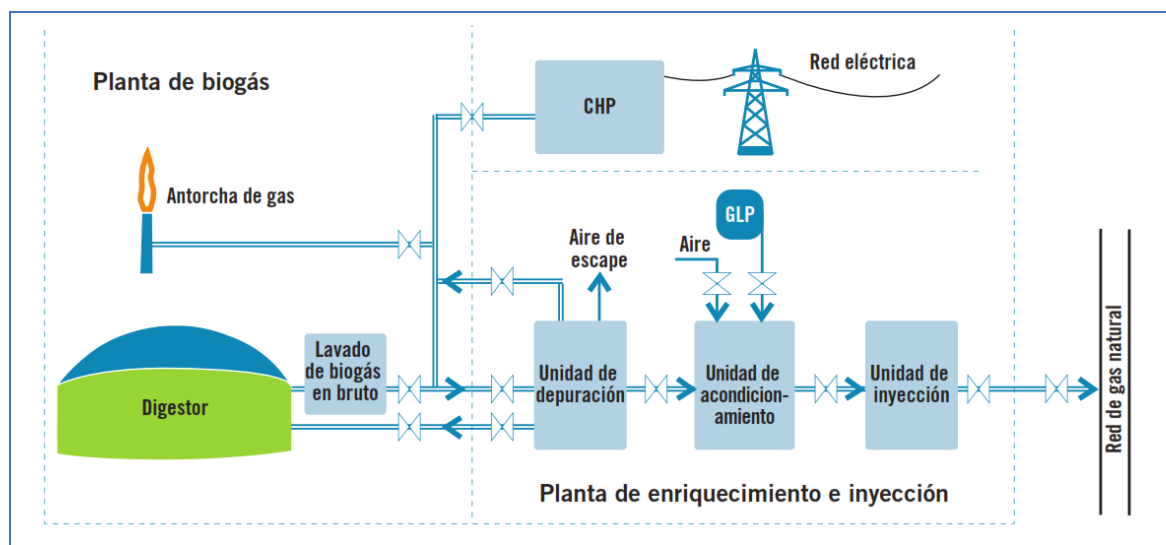


Figura 3-1: Planta de biogás
Fuente: Adaptado GIZ

Operación de planta de biogás

Realización de un conjunto de actividades y acciones preventivas y correctivas para asegurar una correcta y normal marcha de todas las funciones de los procesos de alimentación, producción, almacenamiento y uso del biogás.

Operador

Compañía o persona con las competencias y habilidades técnicas y de seguridad para la operación de una planta de biogás.

3.2 Manual de Operaciones

Descripción general

El Manual de Operaciones tiene por objetivo principal servir de guía autorizada del Operador para el ordenamiento y aplicación de los procesos y desarrollar las actividades asociadas al funcionamiento de la planta de biogás.

El contenido del manual de operaciones contempla todos los aspectos operativos generales y específicos del funcionamiento de los equipos de la planta de biogás. Entrega los instructivos técnicos y de seguridad que debe poner en práctica el Operador para conseguir una correcta y normal marcha de la planta de biogás. En los siguientes puntos se ejemplifican algunos contenidos de manuales de operación:

i) Operación General de Digestor de Aguas Servidas

Alimentación de lodos

- Alimentar los estanques de pre-mezcla lo más gradual posible durante 24 horas, verificando que el caudal diario bombeado sea compatible con el tiempo de permanencia mínima en el decantador.
- Verificar dos veces por día la correcta evacuación del lodo por el sistema de rebalse (válvula)
- La alimentación al digestor se efectúa a partir del estanque de pre-mezcla con los lodos concentrados a una proporción de operación.
- El criterio de pH es esencial. Este no debe ser inferior a 6 y, por lo tanto, la concentración será ajustada en función del pH.

Rectificación eventual del pH

- Los ajustes de pH son poco frecuentes, sin embargo, en caso de acontecer se podrá corregir con lechada de cal.
- En el caso de ser necesario, puede ser añadido a la entrada del espesador, en la cámara de mezcla o directamente en el digestor

Temperatura

OPERACIÓN: Para una apropiada digestión, resulta fundamental mantener la temperatura cercana a los 35°C. Para ello, se deben considerar los siguientes puntos:

- Contar con una buena homogenización. Esta se obtiene mediante la agitación mecánica.
- Contar con un buen intercambio de calor en el calentamiento de lodos
- La temperatura nunca deberá superar los 39°C.
- Por otra parte, para no quemar los lodos, se debe limitar el calentamiento de los lodos en el intercambiador: Los lodos nunca deben superar los 43°C

MODO AUTOMATICO

- En automático, la válvula de regulación permite aumentar o disminuir la cantidad de calorías hacia el intercambiador de calor.
- El termostato de seguridad en la salida del intercambiador, debe regularse a 43°C. Según el tipo de intercambiador, los lodos son llevados a una temperatura máxima de 42°C, temperatura no peligrosa si se mantiene sólo por unos instantes.

Agitación

La agitación debe ser permanente en el digestor. Verificar diariamente el equipamiento de agitación, chequeando los parámetros de operación de motor.

Control y análisis

NATURALEZA DE LOS ANALISIS

- Producción de biogás: Vigilancia por flujo o por volumen del gasómetro.
- Poder calorífico del biogás (PCI): Un bajo PCI bajo debido a un contenido elevado de CO₂ indica un desequilibrio en la digestión. En este caso, la combustión se torna difícil, casi imposible en la caldera, lo que llevará a tomar acciones correctivas y uso de combustible alternativo para calderas.
- Temperatura de la digestión: 35 +/- 2°C
- Contenido de ácidos volátiles de los lodos digeridos, en valor medio de 150 a 300 mg/l CH₃COOH.
- TAC Valores medios: 3.000 a 4.000 mg/l de CaCO₃.
- Control de pH: 6,9 – 7,5
- Control de NH₄ en los lodos: Se considera a menudo que el máximo es de 1,5 g/l
- Verificar contenido de materias secas (MS) y materias volátiles (MV) de los lodos frescos y digeridos.
- Medir caudal de lodos frescos: Permite conocer la carga del digestor y tiempo de permanencia.

FRECUENCIA DE LOS ANALISIS: En una instalación de digestión común, los análisis y medidas de rutina son:

Tabla 3-1: Frecuencia de los análisis

Todos los días	Una vez por semana
Registrar la temperatura de los lodos digeridos	Medir pH de los lodos digeridos
Medir pH de los lodos espesados	Analizar los AGV y el TAC de los lodos digeridos
Registrar el volumen de los lodos bombeados hacia el digestor y calcular el tiempo de permanencia	NH ₄ lodos digeridos (una vez por mes)
Medir la MS y MV de los lodos frescos	
Medir la MS de los lodos digeridos	

ii) Operación General de Gasómetro doble membrana

El gasómetro corresponde a un dispositivo acumulador de biogás, capaz de equilibrar las fluctuaciones de la producción, el consumo y los cambios de volumen asociados principalmente a cambios en la temperatura y producción. Está constituido de dos membranas, la interna, que contiene la reserva de biogás y la externa, la cual rodea la membrana interna y está presurizada a una presión determinada, permitiendo la inyección de biogás a una presión controlada.

- La altura de la membrana externa no puede variar, ya que la cantidad de aire enviado al interior de la membrana por los sopladores se efectúa para que la presión permanezca constante en todo momento.
- Cuando la producción de gas es superior al consumo, la membrana interna se llena y toma mayor espacio dentro de la membrana externa. Por lo tanto, la cámara de regulación de presión (o espacio inter membranas) se vacía, pero manteniendo una presión de aire constante. Por lo contrario, un soplador de aire dirige el volumen correspondiente a la cámara de regulación de presión para que se recupere la presión.
- Cuando el gasómetro alcanza su capacidad límite, el exceso de gas se quema en una antorcha.
- El gasómetro está diseñado para un funcionamiento automático. La partida y parada del equipo es controlado por el tablero local.
- El funcionamiento de la válvula de alivio se realiza por una tubería que deriva de la de alimentación de biogás. Esta se posee una trampa hidráulica, por lo que el gas sea liberado por el respiradero, la presión debe rebasar la altura de la columna de agua. La altura de la columna determina la presión de activación. En funcionamiento normal, las presiones en la membrana exterior y en el depósito son idénticas, por lo tanto, la membrana del depósito no es puesta en tensión. En caso de avería de los ventiladores, la presión aumentará en la membrana interior hasta alcanzar la presión de seguridad de la trampa hidráulica.
- Mantenimiento: Es conveniente verificar el llenado de la trampa (glicol) a fin de mantener el nivel de activación. En caso de que el nivel sea insuficiente, se observará desgasificaciones intempestivas de la trampa hidráulica.
- Las trampas están equipadas con un nivel visual, un tapón de llenado, un detector de nivel bajo (opcional) y un sifón de desbordamiento que impide el llenado más allá del límite superior de activación. Después de una desgasificación, es conveniente verificar el nivel de glicol y, si es necesario, reajustarlo.

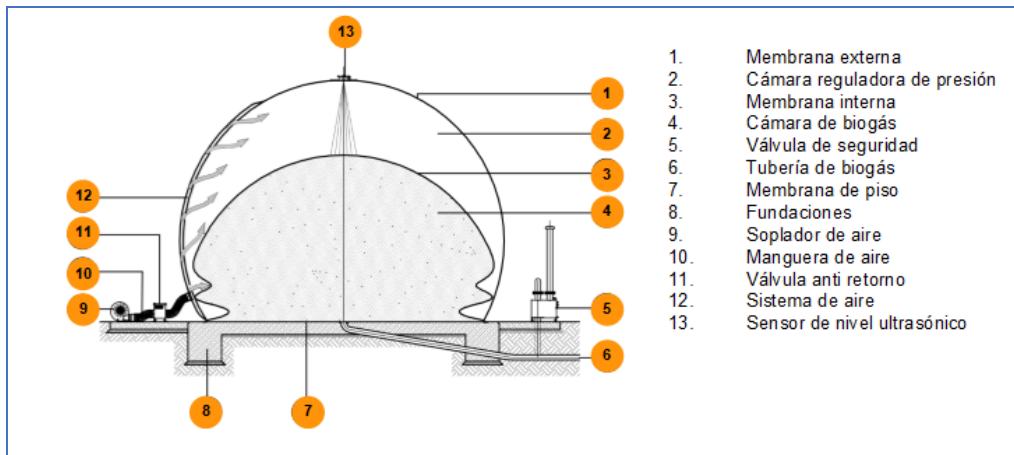


Figura 3-2: Operación General de Gasómetro doble membrana
Fuente: Adaptado de VSO Biogás Technologies

iii) Operación General de Antorcha

Corresponde al principal elemento de seguridad y protección del medio ambiente. Cumplen la función de liberar y combustionar el gas de forma segura y controlable en situaciones de emergencia, evitando su emisión directa a la atmósfera. Adicionalmente, se utilizan para eliminar los excedentes de gas y las puntas producidas en caso de parada de los quemadores o motores. Está diseñada para quemar volúmenes de biogás relativamente bajos, compuestos principalmente por gas metano típicamente húmedos, con valores reducidos de poder calorífico (5,0 a 6,0 kWh/kg).

La antorcha cuenta con un piloto de biogás que permite la ignición del quemador principal dentro del proceso de encendido. Asimismo, el quemador cuenta con un obturador, que permite ajustar manualmente el ingreso de aire a la cámara de combustión, ajustando la disponibilidad de aire en caso de fluctuación del suministro de biogás.

En la línea de suministro de biogás desde el digestor y a la llegada de la antorcha, existe una válvula reguladora de presión que regula el flujo hacia el gasómetro o hacia la propia antorcha. Dependiendo de la presión, el biogás será conducido hacia la antorcha (sobrepresión) o hacia el gasómetro (infrapresión).

Ejemplo de arranque de la antorcha en local:

1. Abra las válvulas solenoides de bloqueo del manifold del tablero principal de la antorcha
2. Ajuste el Venturi de piloto continuo hasta que la presión indique presión de 1,0 kPa
3. Ajuste el Venturi de retención piloto hasta que la presión indique presión de 1,0 kPa
4. Verifique que el selector esté en posición MANUAL. Luego, de partida seleccionando ON en el selector de ignición. La válvula de retención piloto abrirá.
5. Permita que el sistema purgue aire durante 30 segundos.
6. Presione el botón IGNICIÓN. Este proceso provocará lo siguiente:
 - a. Habrá ignición del biogás en la tubería del piloto
 - b. La flama del piloto se desarrollará hasta llegar al quemador. Se escuchará un fuerte sonido de encendido.
 - c. La línea de retención del piloto se mantendrá abierta hasta que la termocupla detecte flama continua en el piloto.

7. Si no ocurre la ignición, pulse momentáneamente el botón de IGNICIÓN que causará que re-encienda el biogás. Escuche y determine si:
 - a. La ignición es muy suave (la mezcla biogás/aire es demasiado rica)
 - b. La ignición es violenta (la mezcla biogás/aire es demasiado pobre)
 - c. La ignición debe ser levemente fuerte, por lo que habrá que hacer ajustes en las válvulas solenoides.
 - d. Para enriquecer la mezcla, incrementar la presión en la línea.
 - e. Para empobrecerla, disminuir la presión en la línea.
8. Una vez encendido el piloto continuo, deje transcurrir unos 15 minutos hasta que se establezca la temperatura. Una vez que se ha establecido una temperatura constante, la termocupla enviará una señal de apertura a la válvula de biogás del quemador para dar partida a la quema.

Para efectuar el proceso de forma automática, se debe:

1. Ajustar las presiones de piloto y válvula reguladora,
2. Realiza el posicionamiento de los selectores en AUTO. El control se realiza desde el SCADA de la planta.

Dadas las condiciones de presión, todo el proceso se realiza automáticamente cuando la presión excede el punto de seteo en la válvula reguladora.

iv) Operación de Caldera

Diagrama de proceso de **puesta en marcha** de una caldera de biogás-petróleo indicando los distintos manuales de operación (MO) para cada etapa o acción de operación.

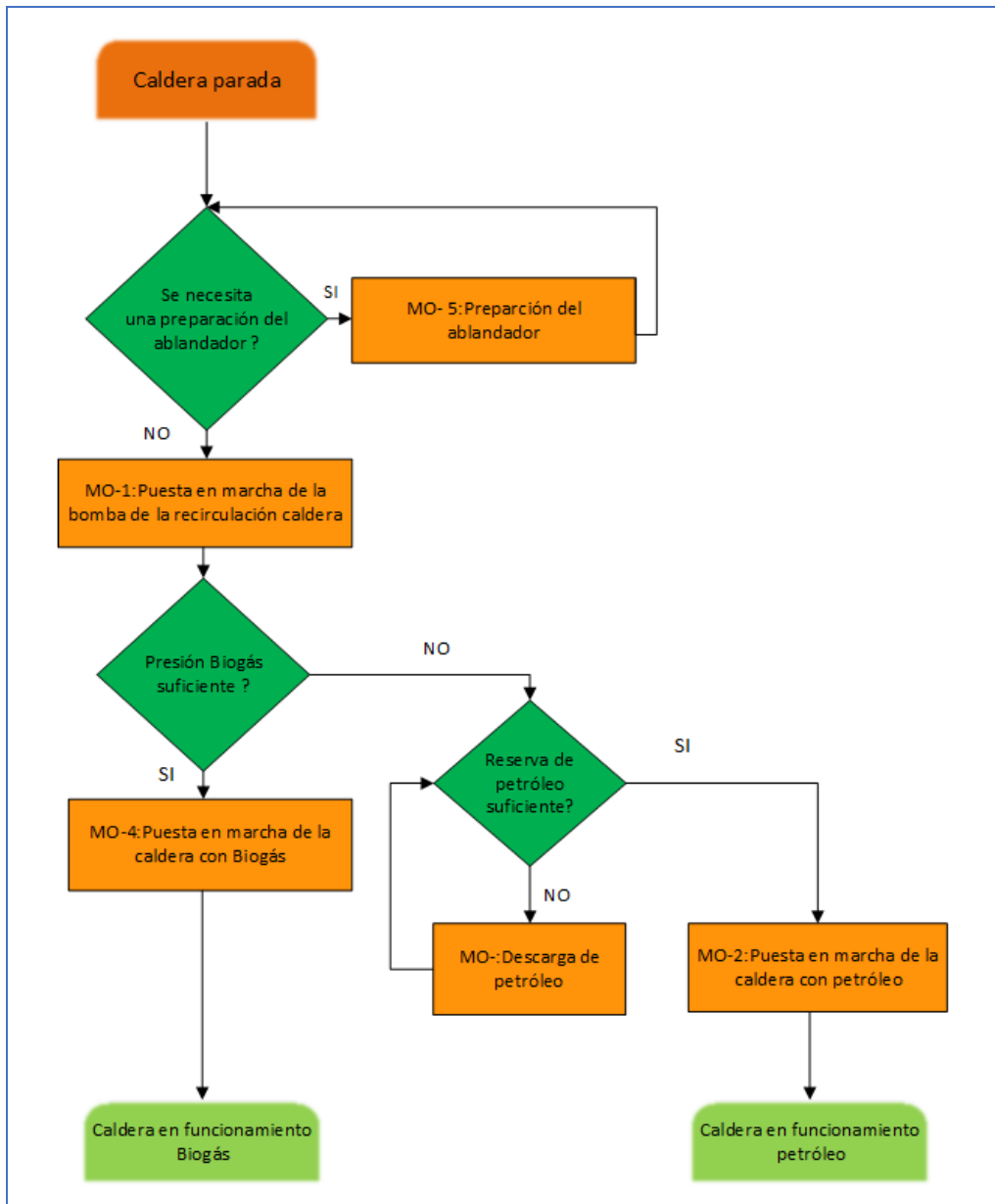


Figura 3-3: Operación de Caldera
 Fuente: Elaboración propia

v) Operación de una Torre de Lavado de biogás (Lavado)

Objetivo: Eliminar el sulfuro de hidrógeno (H_2S) presente en el biogás.

Proceso: El biogás es circulado a través de un soporte de cultivo que lleva una biopelícula (bacterias), la cual transforma el H_2S en ácido sulfhídrico. Dicho ácido, en agua, se disocia en protones de hidrógeno (H^+), sulfatos disueltos y azufre elemental (sólido). El sistema contempla también la inyección de agua de fondo a contra-corriente del biogás el cual permite arrastrar los sulfatos y el azufre formados, mantener húmeda la superficie de la biopelícula e inyectar nutrientes al sistema si es necesario.

Tabla 3-2: Operación de una Torre de Lavado de biogás

Productos presentes	Proceso	Elementos en la sección
Bacterias, biopelícula	Absorción H_2S / Oxidación H_2S	Medio empacado o soporte de cultivo
Nutrientes		Circuito de nutrientes
Agua de servicio		Circuito de agua de servicio
Agua tibia		Circuito de agua tibia
Agua recirculada		Circuito de recirculación
Gotas: Agua, azufre, sulfato y bacterias desprendidas		Circuito de lavado
Desechos		Columna de lavado
		Sistema de evacuación
		Circuito de biogás

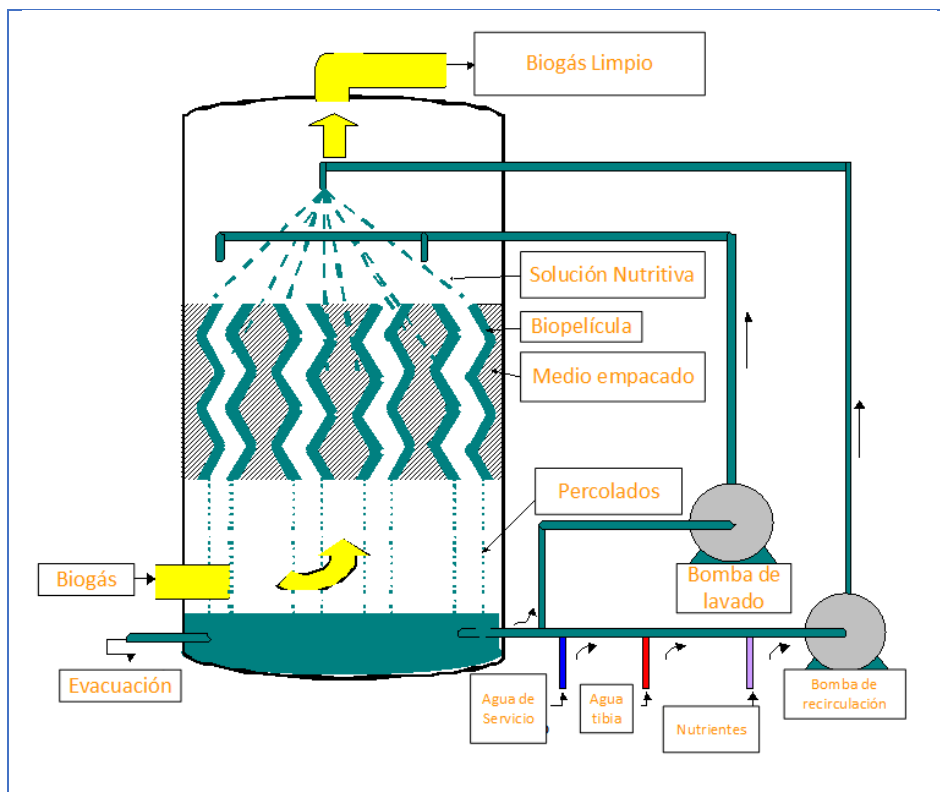


Figura 3-4: Operación de una Torre de Lavado de biogás
Fuente: Condorchem Envitech

3.3 Control de Planta

A continuación, se describen las variables generales mínimas de operación y control de cualquier tipo de planta de biogás requeridas para la inscripción en la Superintendencia de Electricidad y Combustible:

Tabla 3-3: Variables de Producción

VARIABLES DE PRODUCCIÓN1	VALOR	UNIDAD
Alimentación de Sustrato al Digestor	8 @ 781 Total 6.248	Nm ³ /día
Temperatura del Sustrato en el Digestor	35 - 36	°C
Tiempo de retención hidráulica	19 - 26	días
Producción de Biogás	98.724	Nm ³ /día
Producción de Biogás para uso generación eléctrica	N/A	Nm ³ /día
Producción de Biogás para uso generación de calor	48.016	m ³ /día
Caudal de operación de antorcha	2@4.200 Total 8.400	Nm ³ biogás/hr

Tabla 3-4: Datos de generación

Datos de Generación	Valor	Unidad
Potencia Nominal de Biogás	17.222	kW
Potencia instalada eléctrica	N/A	kW
Potencia Instalada Térmica	3@5.438 Total 16.314	kW
Horas de uso del Biogás por día	24	h/día
Calidad del Biogás	Valor	Unidad
Metano	63,1	% V/V
Dióxido de Carbono	36,3	% VN
Ácido Sulfhídrico	< 344,3 *antes de lavado	ppm
Agua	< 646,0 *antes de secado	mg/m ³
Poder Calorífico Superior	5.705,23 @ 15°C	Kcal/m ³ S

Adicionalmente, se deben tomar en consideración las variables específicas de operación y control dependiendo del tipo de planta de biogás a operar, su equipamiento y componentes del proceso. Por ejemplo, para una planta de biogás de relleno sanitario con generación eléctrica, el tratamiento del biogás antes de entrar a los motogeneradores requiere del control de las variables mostradas en la siguiente figura:

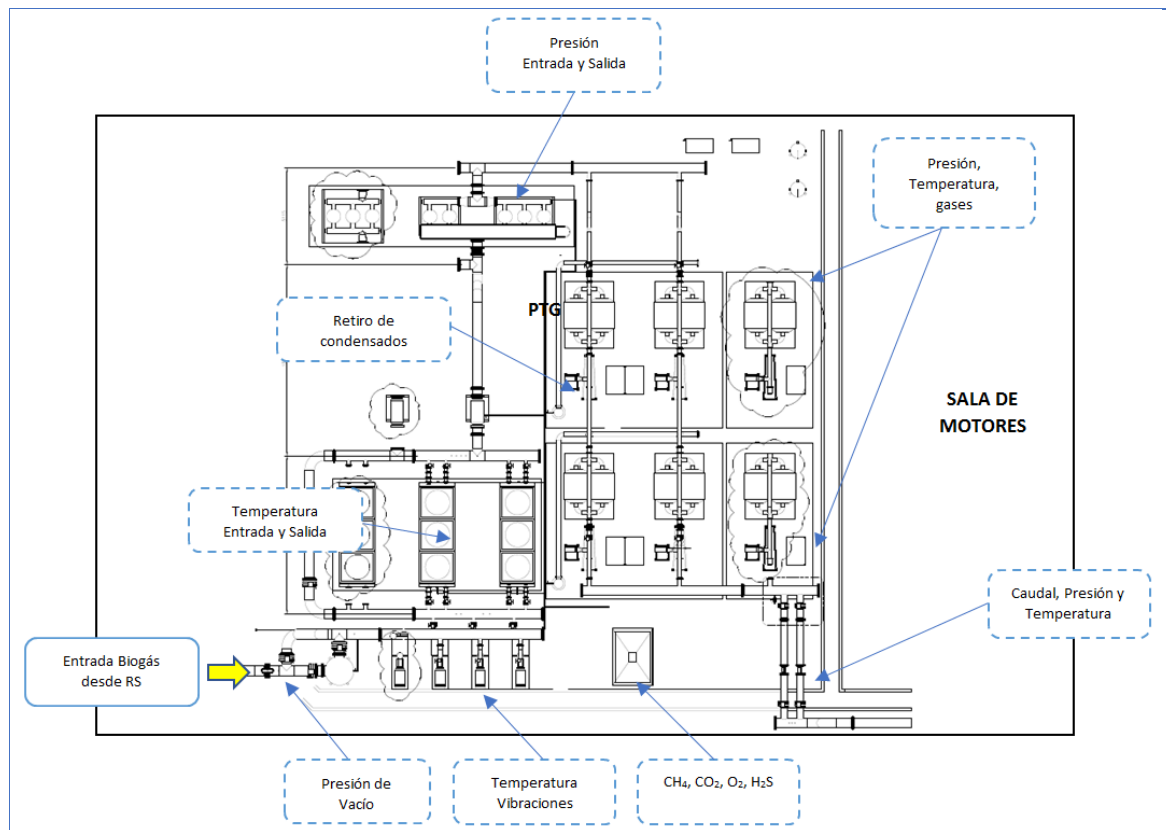


Figura 3-5: Variables de Control
Fuente: Adaptado Brunshley Elliot

Las variables de operación de un digestor dependerán de la naturaleza de cada sustrato, sin embargo, en términos generales, se pueden identificar las siguientes:

- Temperatura del digestor de acuerdo a la flora anaeróbica.
- Caudal de alimentación o velocidad de carga orgánica (OLR).
- Tiempo de retención hidráulica (TRH).
- pH.
- Alcalinidad.
- Potencial redox.
- Agitación.
- Nutrientes y relación C:N.
- Concentración de sólidos.
- Tamaño de partícula.
- Tóxicos e inhibidores.
- Presión operacional.
- Volumen de biogás generado.
- Contenido de metano, sulfuro de hidrogeno y oxígeno en el biogás.
- Producción de energía.
- Eficiencia de la planta.

Sin embargo, a continuación, se muestran las variables más relevantes junto con sus parámetros óptimos de operación. Resulta importante mencionar que algunas de las variables antes mencionadas son dependientes de otras. Por ejemplo, la temperatura del digestor influye fuertemente el volumen de biogás generado el cual, a su vez, influye en la producción de energía y eficiencia de la planta.

Variables relevantes del digestor

Es primordial atender las condiciones relevantes del proceso de digestión y atender la operación de las instalaciones anexas tales como equipos de calefacción, bombeo, agitación, depuración del biogás, entre otros, de acuerdo a lo establecido en el diseño de la planta. Estas variables son las siguientes:

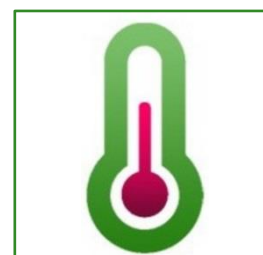
Temperatura adecuada, según el tipo de bacterias (o flora) anaeróbicas:

- Bacterias Psicrófilas. 15-25 °C.
- Bacterias Mesófilicas 25-45 °C.
- Bacterias Termófilicas 55-65°C.

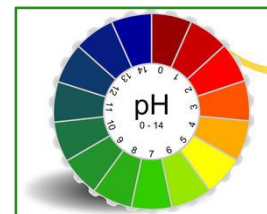


A 0° Celsius la digestión está detenida, y a unos 15°C se inicia lentamente el proceso biológico.

Temperatura constante, se requiere mantener la temperatura constante dentro de un rango definido. Trabajar a mayor temperatura no permite producir más biogás respecto de la cantidad de material orgánico ingresado. Por otro lado, determinada la temperatura del proceso (mesófilico, termófilico) ha de mantenerse dentro de un rango cercano para mantener la actividad a su mayor eficiencia. Las bacterias son sensibles a los cambios drásticos de temperatura, por lo que deben ser evitados.



pH, lo óptimo para la metanización es alrededor de 7. Si el efecto buffer de agua es insuficiente para neutralizar la acidificación orgánica, habrá una acumulación de ácidos grasos volátiles (AGV) con posibilidad de reducir y hasta bloquear la metanización.



El efecto más evidente resulta ser la variación en la producción de biogás. Sin embargo, este parámetro se encuentra asociado a su vez a distintos fenómenos producto de una operación fuera de rango. Entre estos se encuentran:

- Disminución de las tasas de crecimiento y reacción de la flora bacteriana.
- Muerte de la flora bacteriana.
- Inhibición del proceso y detención de la operación de la planta.

En la figura a continuación se presenta un digestor de aguas servidas con sus puntos de control operacionales desde el punto de vista de la utilización del biogás en el proceso de agitación de lodos al interior:

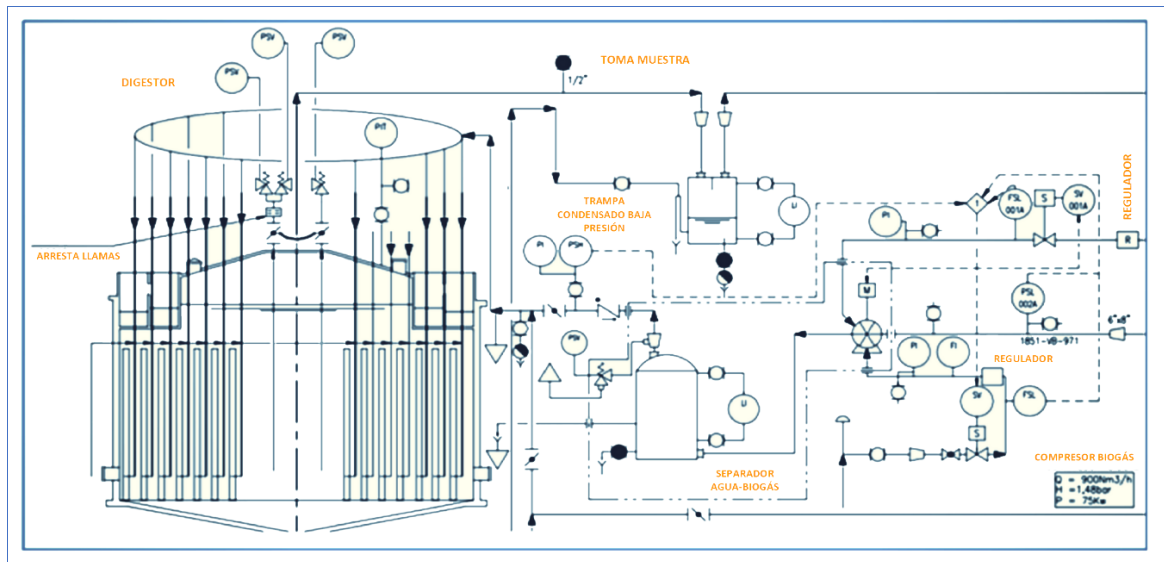


Figura 3-6: Digestor de aguas servidas
Fuente: Diagrama de procesos, elaboración propia

Variables relevantes para los equipos de proceso

Temperatura, presión, flujo, nivel, concentraciones, voltaje y amperaje, permiten verificar que los subprocesos desarrollados por los equipos de proceso se realizan bajo los parámetros de diseño y permiten identificar desviaciones operacionales que pueden corresponder a una anomalía o condición operacional.

3.3.1 Control a distancia

Monitoreo y Control SCADA

Las plantas medianas y grandes incluyen un sistema de monitoreo y control del proceso, cuya arquitectura generalmente es la siguiente:

- Nivel 1. Instrumentación y equipo en campo.
- Nivel 2. Control Lógico Programable (PLC).
- Nivel 3. Computadora y monitor (Interfaz hombre-máquina, HMI, SCADA).

El **Nivel 1** representa los elementos primarios de medición y sus transmisores. Estos se encuentran montados tanto en los equipos de proceso como en tuberías. Los elementos finales de control, como son las válvulas de control, variadores de velocidad, bombas, entre otros, pueden estar montados en campo o en la caseta de operación y control (por ejemplo, en el Centro de Control de Motores o bien en un tablero dedicado de algún equipo mayor).

Dentro del **Nivel 2** se cuenta con el Control Lógico Programable (PLC) el cual consiste de una unidad de procesamiento, unidad de entradas y salidas, fuente de energía, además de una unidad de programación y respaldo de datos.

El **Nivel 3** representa el vínculo **Operador-Proceso**, el cual es el medio principal de operación y de conducción a los comandos del operador para el control del proceso. La interfaz hombre-máquina (HMI) es un sistema basado en la comunicación entre el sistema de visualización (SCADA) por computadora y el PLC. Este es el principal medio por el cual el operador inspecciona los parámetros de la planta, pudiendo intuir

lo que ocurre en la planta. Las instrucciones a ejecutar por parte del PLC son insertadas en su memoria a través de un dispositivo manual, el que en este caso será un teclado de computadora.

Tabla 3-5: Monitoreo y Control SCADA

Servicio	Variable	Equipos principales	Localización		
			Campo	CCM ³⁸	PLC
Digestor	Presión	Indicador de presión	X		
Medición de caudal de biogás	Caudal	Sensor de caudal	X		
		Indicador de caudal	X		X
		Totalizador de caudal	X		X
Línea de gas entrada lavador	Presión	Indicador de presión	X		
Reactores de oxidación	Potencial redox	Sensor de potencial redox	X		
		Indicador de potencial redox	X		X
	pH	Sensor de pH	X		X
		Indicador de pH	X		
	Nivel	Sensor/transmisor de nivel	X		X
		Indicador de nivel			
Bomba de líquido al lavado de biogás	Estado	Botones de paro y arranque		X	X
	Presión		X	X	X
	Velocidad	Indicadores de estado de motor	X	X	X
		Indicador de presión Control de velocidad			

Para el nivel 3 deben incluirse (por terceros) funciones clave, las cuales deben soportar como mínimo:

1. Selección de funciones en monitor (display).
2. Control del cursor.
3. Entrada de datos.
4. Selección de parámetros de proceso.
5. Indicación de alarmas.
6. Funciones de impresión.
7. Funciones de despliegue de datos por gráficos.
8. Acciones de control programadas.

³⁸ Un Centro de Control de Motores (CCM) es un tablero que alimenta, controla y protege circuitos cuya carga esencialmente consiste en motores y que usa contactores o arrancadores como principales componentes de control.

La interfaz de Comunicación y Control hombre-máquina (HMI – SCADA)

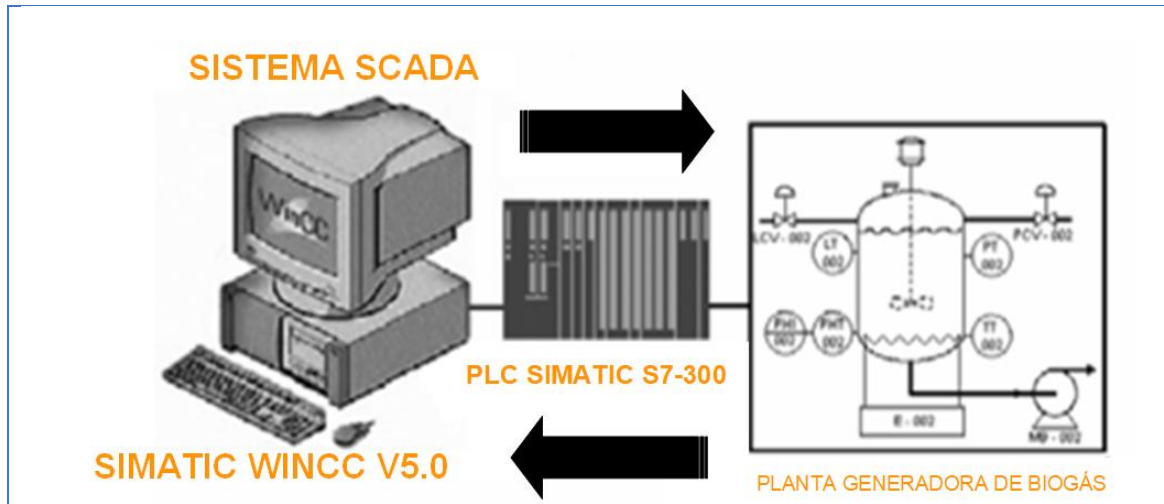


Figura 3-7: Sistema de Control Digestor
Fuente: Adaptación SCADA Bioconstruct

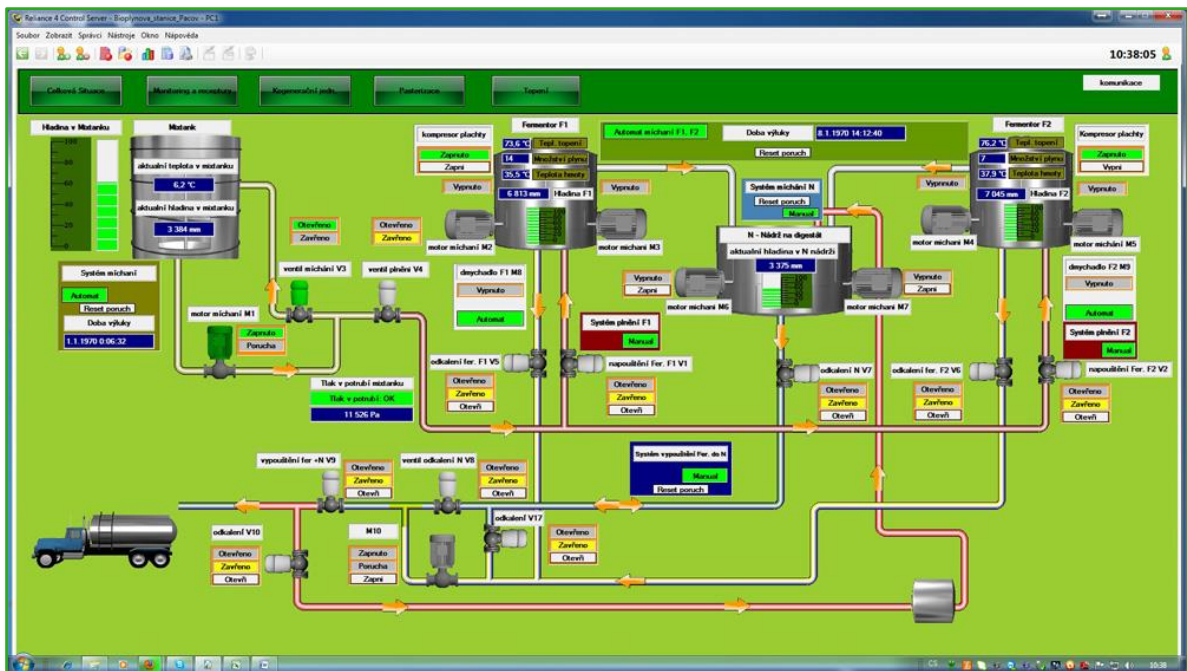


Figura 3-8: Ejemplo SCADA
Fuente: GEOVAP - Reliance SCADA/HMI

Registro digital

Innovative Educational Program for Biogas Production Carried Out at University of Hradec Králové (CZ) and at University of Opole (PL)

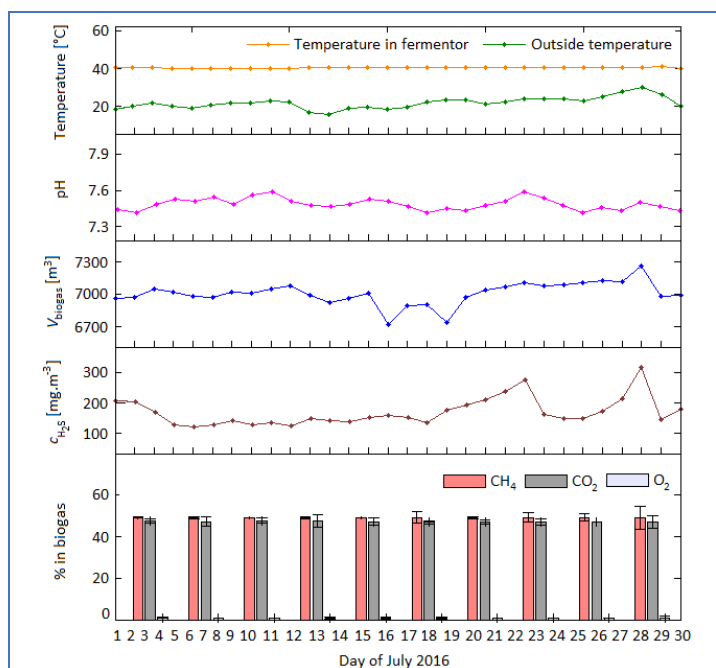


Figura 3-9: SCADA

Fuente: Sologas

El registro de las variables operacionales principales tiene el objetivo llevar el control, análisis e historial de operación, además de la detección temprana de posibles fallas operacionales. La adquisición y almacenamiento de los datos permiten respaldar la gestión del Operador y cumplir con la reglamentación en cuanto a los requerimientos de registro de la calidad del biogás.

3.3.2 Control en sitio

Hoja de ruta (Bitácora del Operador)

El Operador debe coordinar y realizar la medición en sitio, ajustes y registro diario de flujos, temperaturas y volumen del influente, efluente final, recirculación, purgas y, en su caso, la alimentación de servicios auxiliares, residual a otros procesos o equipos de tratamiento.

- Realiza el **registro diario** de tiempos de operación de la producción de biogás, de tratamiento, de transporte, de procesos individuales y de equipos de tratamiento que apliquen.
- Establece **rutina operacional** del personal a su cargo, así como de medición de parámetros de campo y de laboratorio, verificando que éstos se efectúen en los puntos de medición y frecuencias que le correspondan.
- **Supervisa la operación y el registro** en bitácora de las acciones relevantes, los consumos de energía eléctrica, reactivos, productos químicos y los análisis de control.
- **Supervisa el mantenimiento** de equipamiento y construcciones a instalaciones y equipos de tratamiento verificando su registro en la bitácora.

Tabla 3-6: Novedades diarias Operación Planta

NOVEDADES DIARIAS DE OPERACIÓN PLANTA BIOGÁS Y GENERACIÓN ELÉCTRICA											
TURNO C	00:00	02:00	04:00	06:00	% CARGA MOTORES	Nº RAMP DOWN	Nº DE FALLAS	HORÓMETRO 23:00	HORÓMETRO 07:00	DESCARGAS CICLONICÓN Nº1	
	kw/h	kw/h	kw/h	kw/h						Nº DESCARGAS	LTS
GEN-01	1.49 1	1.57 4	2.01 4	1.57 8	82	0	0	28225	28233	0	0
GEN-02					F/ 5	0	0	17088	17088	DESCARGAS CICLÓNICO Nº2	
GEN-03					F/ 5	0	0	24358	24356	Nº DESCARGAS	LTS
GEN-04	1.44 0	332	1.45 7	1.40 2	74	0	0	24923	24930	0	0
GEN-05					F/ 5	0	0	21880	21880	ESTANQUES DE ALMACENAMIENTO	
GEN-06	1.85 9	1.79 1	728	1.78 7	F/ 5	0	0	23484	23471		
GEN-07	2.02 8	2.00 2	2.30 8	1.42 3	10 0	0	0	24905	24913	ACEITE LIMPIO	30,04
GEN-08					74	0	0	24479	24480	ACEITE SUCIO	20,1
GEN-09	1.03 9	1.54 8	1.55 1	1.51 1	80	0	0	11470	11484	REFRIGERANTE	20,7
GEN-10	1.59 9	1.95 1	2.38 4	2.08 3	10 0	0	0	10531	10519	UREA	14,72
TURNO A	08:00	10:00	12:00	14:00	% CARGA MOTORES	Nº RAMP DOWN	Nº DE FALLAS	HORÓMETRO 7:00	HORÓMETRO 15:00	DESCARGAS CICLONICÓN Nº1	
	kw/h	kw/h	kw/h	kw/h						Nº DESCARGAS	LTS
GEN-01					82	0	0			0	0
GEN-02					F/ 5	0	0			DESCARGAS CICLÓNICO Nº2	
GEN-03					F/ 5	0	0			Nº DESCARGAS	LTS
GEN-04					74	0	0			0	0
GEN-05					F/ 5	0	0			ESTANQUES DE ALMACENAMIENTO	
GEN-06					F/ 5	0	0				
GEN-07					10 0	0	0			ACEITE LIMPIO	30,45
GEN-08					74	0	0			ACEITE SUCIO	20,5
GEN-09					80	0	0			REFRIGERANTE	0
GEN-10					10 0	0	0			UREA	11,9

TURNO B	08:00	10:00	12:00	14:00	% CARGA MOTORES	Nº RAMP DOWN	Nº DE FALLAS	HORÓMETRO 7:00	HORÓMETRO 15:00	DESCARGAS CICLONICÓNº1	
	TARDE kW/h	kW/h	kW/h	kW/h						Nº DESCARGAS	LTS
GEN-01	1.70 7	1.67 1	1.63 2	1.00 5	82	0	0	23243	23249	0	0
GEN-02					F/ 5	0	0	17088	17088	DESCARGAS CICLÓNICO Nº2	
GEN-03					F/ 5	0	0	24358	24358	Nº DESCARGAS	LTS
GEN-04	144 9				74	0	0	24918	24940	0	0
GEN-05					F/ 5	0	0	21880	21880	ESTANQUES DE ALMACENAMIENTO	
GEN-06		1.78 0	1.81 9	1.83 2	F/ 5	0	0	23491	23497		
GEN-07	1.92 1	1.95 0	2.00 6	1.97 3	10 0	0	0	24921	24919	ACEITE LIMPIO	13,72
GEN-08	1.50 1	1.45 7	1.41 7	1.40 1	74	0	0	24489	24430	ACEITE SUCIO	19,9
GEN-09	1.50 0	1.50 8	1.57 5	1.59 5	80	0	0	11492	11500	REFRIGERANTE	0
GEN-10	1.94 0	2.06 7	1.99 0	1.95 0	10 0	0	0	10547	10555	UREA	19,83

Tabla 3-7: Ficha ejemplo Novedades diarias turno nocturno

Hora	Operador	Novedades
00:00	CCC	Se recibe turno con 6 motores en servicio Nº 1, 4, 6, 7, 9 y 10, motor Nº2 fuera de servicio por horas de funcionamiento, ya que éste no cuenta con mantención Top End, motor Nº3 F/S SI Breaker, Motor Nº5 F7S por falla de termocupla sin breaker, motor Nº8 stand by listo para arrancar. Potencia entregada por la planta 10.167 kWh, consumo calculado de gas de 6.062 m³/h. Valores de PTG son CH4: 42,89%; CO2: 38,17%; O2: 2,08%; Presión de succión: 144 mbar, presión de alimentación a motores: 173 mbar, blower Nº1 y 4 al 82,1%; blower Nº2 F/S por laines de acoplamiento rotas, blower Nº3 stand by, PPTEK 1-2-3-4-5-6 en servicio.
00:09	CCC	Shut down motor Nº10 por detonación cilindro Nº20, es reseteado y puesto en servicio.
01:29	CCC	Shut down motor Nº7 por alta temperatura en manifold de aire. Se ajusta a temperatura real, es reseteado y puesto en servicio.
01:52	CCC	Shut down motor Nº4 por detonación cilindro Nº17, es reseteado y puesto en servicio.
03:47	CCC	Shut down motor Nº6 por detonación cilindro Nº12, es reseteado y puesto en servicio.
04:23	CCC	Shut down motor Nº6 por detonación cilindro Nº12, es reseteado y puesto en servicio.
04:26	CCC	Se detiene motor Nº6 por alta temperatura en breaker, llegando hasta los 105°C. Se deja fuera de servicio.
06:05	CCC	Entra en servicio motor Nº8, sin novedad.

08:00	CCC	Se entrega turno con 6 motores en servicio N° 1, 4, 7, 8, 9 y 10, motor N°2 fuera de servicio por horas de funcionamiento, ya que éste no cuenta con mantención Top End, motor N°3 F/S SI Breaker, Motor N°5 F7S por falla de termocupla sin breaker, motor N°6 fuera de servicio por alta temperatura del breaker. Potencia entregada por la planta 9.750 kWh, consumo calculado de gas de 6.160 m ³ /h. Valores de PTG son CH ₄ : 40,83%; CO ₂ : 36,60%; O ₂ : 2,64%; Presión de succión: 147 mbar, presión de alimentación a motores: 183 mbar, blower N°1 y 4 al 80,7%; blower N°2 F/S por laines de acoplamiento rotas, blower N°3 stand by, PPTEK 1-2-3-4-5-6 en servicio.
-------	-----	--

3.4 Plan de Mantenimiento (PM)

Un plan de mantenimiento corresponde a un conjunto de tareas de mantenimiento programadas, las cuales pueden estar agrupadas o no siguiendo algún tipo de criterio. Incluye una serie de equipos de la planta (habitualmente no son todos). Hay un conjunto de equipos que no se les considera mantenimiento desde el punto de vista preventivo debido a que la aplicación de una política puramente correctiva resulta económicamente más apropiada (también conocida como “run to failure”, o “utilizar hasta que falle”).

El objetivo fundamental del plan de mantenimiento no es, contrariamente a lo que se cree y se practica en muchos departamentos de mantenimiento, reparar urgentemente las averías que surjan, sino asegurar un correcto funcionamiento de la planta. Para ello, se deben tomar en cuenta los siguientes conceptos, donde un “activo” se refiere a un equipo, sistema o componente:

- **Confiabilidad:** Capacidad de un activo para realizar la función requerida, bajo las condiciones dadas, en un intervalo de tiempo – “Confianza”.
- **Disponibilidad:** Corresponde a la confianza con la que un activo que sufrió mantenimiento, ejerza su función satisfactoriamente para un tiempo dado – “Porcentaje de tiempo en el que activo está listo para operar”.
- **Mantenibilidad:** Probabilidad de que un activo sea mantenido o reparado para desempeñar su función original nuevamente en un tiempo dado – “Un 90% de mantenibilidad en una hora significa que existe un 90% de probabilidades que el activo sea reparado exitosamente en una hora”.

El departamento de mantenimiento tiene cuatro objetivos que deben marcar y dirigir su trabajo:

- Cumplir un valor determinado de confiabilidad.
- Cumplir un valor determinado de disponibilidad.
- Asegurar una larga vida útil de la instalación en su conjunto, al menos acorde con el plazo de amortización de la planta.
- Conseguir todo ello ajustándose a un presupuesto dado, normalmente el presupuesto óptimo de mantenimiento para esa instalación.

El plan de mantenimiento engloba tres tipos de actividades:

- Las actividades rutinarias que se realizan a diario, y que normalmente las lleva a cabo el equipo de operación.
- Las actividades programadas que se realizan a lo largo del año.
- Las actividades que se realizan durante las paradas programadas.

Las tareas de mantenimiento son la base de un plan de mantenimiento. Las diferentes formas de realizar un plan de mantenimiento no son más que formas de determinar las tareas de mantenimiento que compondrán el plan.

Al determinar cada tarea, además se deben determinar la frecuencia, especialidad, duración, necesidad de permiso de trabajo y necesidad de parar la máquina para efectuarla.

Frecuencia

En cuanto a la frecuencia de una tarea, existen dos formas para fijarla:

- Siguiendo periodicidades fijas
- Determinándola a partir de las horas de funcionamiento

Cualquiera de las dos formas es válida. Es posible que para unas tareas sea conveniente que se realice siguiendo periodicidades preestablecidas y que otras tareas (incluso referidas al mismo equipo) sean referidas a horas efectivas de funcionamiento. Ambas formas de determinación de la periodicidad con la que hay que realizar cada una de las tareas que componen un plan tienen ventajas e inconvenientes.

Realizar tareas de mantenimiento siguiendo periodicidades fijas puede suponer hacer mantenimiento a equipos que no han funcionado, y que, por tanto, no se han desgastado en un periodo determinado. Por el contrario, basar el mantenimiento en horas de funcionamiento tiene el inconveniente de que la programación de las actividades se hace mucho más complicada, al no estar fijado de antemano exactamente cuándo tendrán que llevarse a cabo.

Fijar criterios para establecer las tareas de mantenimiento resulta complejo. Teóricamente, una tarea de mantenimiento debe realizarse para evitar un fallo (mantención preventiva). Para ello, se debe determinar estadísticamente el tiempo medio que transcurre hasta la falla si no se actúa de ninguna forma en el equipo. El problema es que normalmente no se dispone de datos estadísticos para hacer este estudio, ya que en muchos casos significaría llevar los equipos a rotura o realizar complejas simulaciones del comportamiento de materiales para analizar confiabilidad las cuales no siempre están al alcance del departamento de mantenimiento de una instalación.

Por ello, se deben determinar criterios globales para fijar estas periodicidades, buscando primar el costo, la confiabilidad y la disponibilidad, y dejando en segundo plano el agotamiento de la vida útil de las piezas o los conjuntos.

Especialidad

En la elaboración del plan de mantenimiento es conveniente diferenciar las tareas que realizan unos profesionales u otros, de forma que al generar las órdenes de trabajo correspondientes, se deleguen las operaciones a los especialistas apropiados. Por ejemplo, enviar al especialista eléctrico a una operación mecánica o viceversa.

Las especialidades más habituales de las tareas que componen un plan de mantenimiento son las siguientes:

- **Operación.** Llevadas a cabo por el personal que realiza la operación de la instalación. Normalmente corresponde a inspecciones sensoriales que se realizan muy frecuentemente, lecturas de datos y, en ocasiones, trabajos de lubricación.
- **Campo solar.** Llevadas a cabo por especialistas en captación de radiación. Incluye normalmente tareas eléctricas, mecánicas y de instrumentación.
- **Mecánica.** Llevadas a cabo por especialistas en montaje y desmontaje de equipos, en ajustes, alineaciones, comprensión de planos mecánicos, etc.

- **Electricidad.** Llevadas a cabo por especialistas con una fuerte formación en electricidad, bien en baja, media o alta tensión.
- **Instrumentación.** Llevadas a cabo por profesionales con formación en electrónica y formación específica en verificación y calibración de instrumentos de medida. Todo instrumento de medición y maquinaria debe tener una etiqueta o TAG de identificación en sitio.
- **Predictivo.** Incluye termografías, boroscopias, análisis de vibraciones, etc. Llevadas a cabo por técnicos especialmente entrenados en estas técnicas y en las herramientas que utilizan para desarrollarlas.
- **Mantenimiento legal.** Asociadas a las tareas normativas de carácter obligatorio para obtener determinadas acreditaciones. Esta especialidad es habitualmente subcontratada.
- **Limpieza técnica.** La fuerte especialización que requiere este trabajo, junto con las herramientas que se emplean hace que se trate de conocimientos muy específicos. Normalmente son realizadas por personal propio de las plantas.
- **Obra civil.** No es habitual que el personal de planta realice este tipo de trabajos, por lo que para facilitar su programación, realización y control puede ser conveniente crear una categoría específica.

Duración

La estimación de la duración de las tareas es una información complementaria al plan de mantenimiento. Siempre se realiza de forma aproximada y se asume que esta estimación lleva implícito un error por exceso o por defecto (asociado al concepto de mantenibilidad).

Máquina parada o en marcha

Para llevar a cabo una tarea determinada puede ser conveniente que el equipo, el sistema al que pertenece o incluso toda la planta estén paradas o en marcha. Resulta útil que este extremo esté indicado en el plan de mantenimiento, ya que facilita su programación.

Enlace recomendado: Renovetec <https://youtu.be/Dd4cgVsrXQU>

a) Documentación de Mantenimiento

- Manuales de fabricantes.
- Fichas Técnicas.
- Listado de equipos críticos.
- Protocolos de mantenimiento.
- Obligaciones legales.
- Listado completo de todos los equipos a mantener agrupados por especialidad.
- Registros de Mantenimiento.
- Registro de Calibraciones.
- Registros de Inspección.
- Informes de servicios externos.

b) Modelo de un Plan de Mantenimiento

El presente cuadro es un extracto de un plan de mantenimiento llevado con el software SAP.

Especialidad: Mecánica

Tabla 3-8: Extracto de un plan de mantenimiento

Frecuencia	TAG o Área	Txt plan mantenimiento	Duración del trabajo
Anual	XXXXX	R. Anual - Gasómetro	2
Bi-Mensual	XXXXX	R_ Bi-Mensual - Gasómetro	0,5
Mensual	XXXXX	R. Mensual Antorcha 1	1
Mensual	XXXXX	R. Mensual Antorcha 2	1
Semestral	XXXXX	R. Semestral Antorcha 1	2
Semestral	XXXXX	R. Semestral Antorcha 2	2
Anual	XXXXX	R. Anual CALDERA	5
Mensual	XXXXX	R. Mensual CALDERA	0,5
Anual	XXXXX	R. Anual_ Bomba diésel	1
Anual	XXXXX	Engrase Anual Válvula de Cuchillo	8
Semestral	XXXXX	Engrase semestral Compresor de Biogás	0,5
Mensual	XXXXX	Engrase Mensual Chumaseira Tomillo	0,5
Mensual	XXXXX	Limpieza Mensual Separadores	0,5
Anual	XXXXX	R. Anual Ablandador de Agua	0
Bi-anual	XXXXX	R. Bi-Anual Bomba	1
Anual	XXXXX	Inspección Anual Ultrasonido	1

Especialidad: Instrumentación

Tabla 3-9: Especialidad: Instrumentación

Frecuencia	TAG o Área	Txt plan mantenimiento	Duración del trabajo
Semestral	XXXXX	Plan Semestral - Medidores de Flujo Electromagnéticos (caudalímetros)	8
Semestral	XXXXX	Plan Semestral - Tableros Neumáticos	8
Cuatrimestral	XXXXX	Plan Cuatrimestral - Transmisor de presión	3
Mensual	XXXXX	Plan Mensual - Detectores de Gas	1,5
Quincenal	XXXXX	Plan Quincenal - Caudalímetro (Purga Medidor Térmico)	2
Cuatrimestral	XXXXX	Plan Cuatrimestral - Caudalímetro (Purga Medidor Térmico)	4
Cuatrimestral	XXXXX	Plan Cuatrimestral - Manómetros de bombas de recirculación	8
Cuatrimestral	XXXXX	Plan Cuatrimestral - Válvulas (Gasómetro)	6
Mensual	XXXXX	Plan Mensual - Analizadores de PH	1
Trimestral	XXXXX	Plan Trimestral Booster Caldera	8
Trimestral	XXXXX	Plan Trimestral - Transmisor de nivel	1
Trimestral	XXXXX	Plan Trimestral - Medidor de nivel ultrasónico	1
Cuatrimestral	XXXXX	Plan Cuatrimestral - Manómetros cúpula digestor	4
Mensual	XXXXX	Plan Mensual Detectores de Gas	1
Semestral	XXXXX	Plan Semestral - Antorcha	8
Trimestral	XXXXX	Plan Trimestral - Caldera	8

Trimestral	XXXXX	Plan Trimestral - Medidor de nivel hidrostática Digestor	4
Bi-mensual	XXXXX	Plan Bi-Mensual de Compresor	8
Anual	XXXXX	Mantenimiento anual caldera (servicio externo)	8

3.4.1 Mantenimiento Preventivo ATEX

La inspección y mantenimiento de instalaciones y equipos en emplazamientos ATEX debe realizarse por personal experimentado cuya preparación haya incluido la instrucción adecuada de las características especiales de este tipo de zonas, normas y reglamentos aplicables, así como los principios generales de clasificación de áreas. La formación continua del personal dedicado a mantenimiento es una cuestión de especial interés para este tipo de emplazamientos.

No debe olvidarse que el material móvil o portátil usado en los procedimientos de inspección y mantenimiento debe adecuarse, a su vez, a los requerimientos exigidos por el emplazamiento o zona clasificada. Suele ser particularmente fácil dañar o de efectuar un mal uso de los equipos, forzando a inspecciones periódicas con una mayor frecuencia de lo habitual.

Adicionalmente, se debe integrar en el sistema de mantenimiento el control de las posibles ampliaciones y/o modificaciones sobre el proceso, condiciones de operación o las instalaciones que se puedan producir en relación a las consideradas en el estudio inicial de clasificación de áreas y de la evaluación de riesgos de explosión, pues pueden ocurrir casos como los siguientes:

- Un hecho tan simple y cotidiano como instalar una nueva máquina, que origina una zona clasificada más restrictiva en un emplazamiento ya clasificado, tiene una serie de consecuencias y actuaciones que normalmente no se tienen en consideración. Esto se debe a que se introducirá un nuevo punto de estudio en cuanto a la zona clasificada, la protección de los equipos del entorno y consideración en la evaluación de riesgos de explosión.
- El cambio en una temperatura de operación puede hacer que una zona cambie su clasificación a zona con riesgo de explosión.
- Generación de temperaturas superficiales no evaluadas inicialmente.

La falta de un apropiado y detallado estudio de zonas clasificadas con riesgo de explosión puede conllevar a no considerar emplazamientos que debieran ser ATEX y, por lo tanto, no estar del lado de la seguridad, o, por el contrario, a sobreestimar las zonas clasificadas, asumiendo sobrecostos asociados. En uno u otro caso, las consecuencias serán el no cumplimiento de una obligación legal y moral en cuanto a preservar la seguridad de los trabajadores. Por otro lado, conlleva a inviabilidad económica para el empresario. Se entiende como primordial que la clasificación de áreas se ajuste a la realidad de la instalación, ni más ni menos.

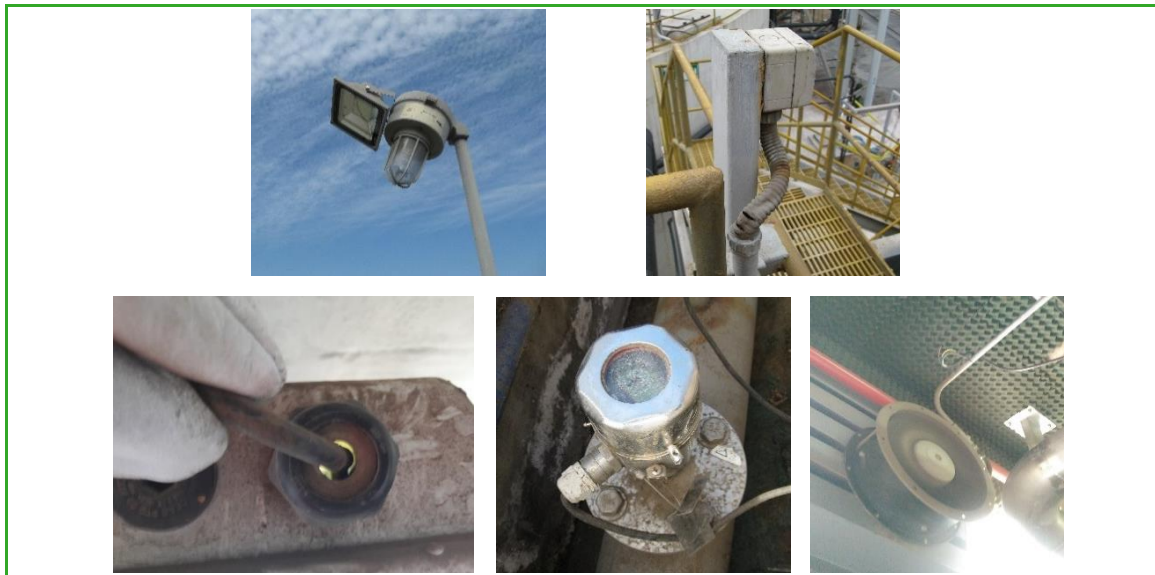


Figura 3-10: Inspección y verificación ATEX
Fuente: SustentaEx

Tabla 3-10: Inspección y verificación ATEX

Ref	Verificación a realizar	C-I	Nota
A	Sobre los equipos individuales		
1	El equipo es adecuado a la clasificación		
5	El esquema eléctrico identifica el circuito en el que está el equipo		
6	La envolvente, las piezas de vidrio y los sellados mediante juntas y/o compuestos de las uniones vidrio-metal son satisfactorios		
8	No hay modificaciones no autorizadas visibles		
9	Los cierres, los dispositivos de entrada de cable (directa e indirecta) y los tapones ciegos son del tipo correcto están completos y firmes (verificación visual)		
B	Sobre la instalación		
2	No existe daño evidente en los cables		
3	Los sellados de canalizaciones, tubos y/o conductos están correctos		
6	Las conexiones a tierra, incluyendo todas las tierras suplementarias que pueda haber, son correctas (conexiones firmes, conductores con diámetro suficiente, etc.) - Verificación visual		
13	Las obstrucciones próximas a las juntas antideflagrantes planas están en conformidad con la Norma EN 60079-14		
C	Ambientales		
1	El equipo está protegido adecuadamente contra la corrosión, la intemperie, las vibraciones y otros factores adversos		
2	No existe acumulación anormal de polvo o suciedad		

Procedimientos de trabajo seguro (PTS)

Los procedimientos de trabajo están asociados a las órdenes de trabajo de las especialidades en cuestión. Los procedimientos del manual de operaciones deben ser

una guía para la realización de los trabajos, considerando los riesgos, identificando los peligros y medidas de seguridad a respetar para el desarrollo de actividades al interior o exterior de las zonas clasificadas.

Ejemplo de instructivo para realizar un trabajo con ingreso a zona ATEX:

Para la realización de trabajos en zonas con riesgos de explosión, el personal deberá dar cumplimiento a los siguientes requisitos de seguridad

Todo trabajador que deba ingresar al perímetro ATEX, deberá respetar las siguientes recomendaciones de Seguridad:

1. Comunicar por vía radial a la sala de control (el ingreso y salida al perímetro ATEX).
2. Deberá contar y utilizar los siguientes equipos de protección personal (EPP):
 - Casco de seguridad.
 - Lentes de seguridad.
 - Máscara de medio rostro, con filtros para gases orgánicos las cuales deben ser portadas en todo momento mientras se encuentre en la zona de digestores. Utilizar en caso de alto nivel de gases y al salir de la zona.
 - Chaleco reflectante.
 - Calzado de seguridad.
3. Uso de detector de gases (Múltiple).
4. Uso de Radio ATEX (Con clasificación para uso en zona ATEX).
5. Apagar celulares.
6. Una vez comunicado por radio al jefe o supervisor de turno y si las condiciones de seguridad y/o ambientales lo amerita, podrá proceder a realizar el ingreso a las áreas de trabajo (perímetro ATEX).
7. No fumar, comer y/o beber en el sector. Utilizar solo en lugares autorizados.
8. Seguir los procedimientos específicos de cada tarea:
 - Procedimiento trabajos en caliente
 - Instructivo sistema seguro de trabajos

Generación de permiso de trabajo o análisis seguro de trabajo (AST)

Para realizar un trabajo u actividad en las zonas con riesgos de explosión, se deberá ejecutar con un permiso de trabajo y un AST, según corresponda con la normativa de seguridad de la planta.

Para esto, se requiere consultar la Matriz de Riesgos de la planta desarrollada por el departamento de prevención de riesgos y trabajo seguro, la cual indica el criterio de uso de documentación aplicable al trabajador antes de realizar un trabajo. Esta consiste en definir un grupo de actividades rutinarias, no rutinarias, trabajos de emergencias, preventivos u otros, indicando el sistema de mitigación o eliminación de peligro a aplicar.

Permiso de trabajo: Formulario escrito usado para comunicar y controlar ciertos trabajos, los cuales han sido considerados como potencialmente peligrosos. No deben considerarse como una simple autorización para realizar dichos trabajos, sino como una manera de control para que estos trabajos sean llevados a cabo de manera segura.

AST - Análisis Seguro de Trabajo: Herramienta de prevención de riesgos destinada a identificar los posibles riesgos de una actividad determinada en toda su secuencia

destacando las medidas preventivas y elementos de protección personal, lo cuales se utilizarán en todo momento.

3.5 Gestión de Fallas

a) Identificación de Fallas

La identificación de fallas en plantas de biogás está generalmente asociado a la desviación en las variables del proceso. La desviación de una variable principal de control como temperatura, presión o caudal es el principio o un síntoma de que existe una posible falla asociadas al proceso biológico o al equipamiento de la planta.

En segunda instancia, se requiere información de funcionamiento y variables particulares de los equipos que intervienen en el comportamiento de la variable de control principal. Desde luego, al ir profundizando, la complejidad aumenta. Sin embargo, para identificar la falla se requiere de un pensamiento simple e informado. Para esto último se requiere de las bitácoras de operación, registros de mantenimiento y, en general, contar con información oportuna y detallada, además de reuniones con el equipo de trabajo.

b) Búsqueda de la Causa

Utilización de diagramación Ishikawa



Figura 3-11: Proceso de análisis Ishikawa
Fuente: Elaboración propia

Proceso de análisis Ishikawa

1. Establezca el problema (efecto) en el centro de la derecha a la cabeza del esquema, escribe la sentencia del problema y, a continuación, dibuje una flecha horizontal apuntando a ella.
2. Haga una lluvia de ideas sobre las principales categorías de causas del problema: Métodos, materiales, mano de obra, medición, medio ambiente.
3. De la flecha principal, anote las categorías de las posibles causas.
4. Realizar un brainstorming para todas las posibles causas del problema. Anótelas como ramas de la categoría adecuada.
5. Escribir sub-causas en la ramificación de las categorías.
6. Cuando no se dan más ideas a las áreas, enfóquese donde sólo hay una causa dada.

Posteriormente, través del proceso de eliminación, las causas irrelevantes se pueden rayar del diagrama y la raíz principal del problema se puede identificar.

En conclusión, el diagrama Ishikawa (de espina de pescado) es una herramienta muy útil para los Operadores de planta hoy en día cuando se enfrentan a problemas mayores o incluso menores que tienen que ser resueltos de una manera sistemática y rápida. Utilizando el diagrama, el problema principal se puede resolver la primera vez, con resultados duraderos.

c) Descripción general de fallas en una planta de biogás

Fallas en la regulación del pH

Los reactores anaeróbicos de alta carga como los que se utilizan en el tratamiento de efluentes industriales de alta concentración, necesitan una regulación del pH para compensar frente al alto potencial de acidificación de estos efluentes.

Síntomas:

- pH fuera de los rangos de operación.
- Disminución de la proporción de metano CH₄ en el biogás generado.

Causas:

- Falla del sensor de pH que, al indicar un valor erróneo del pH, genera una inyección equivocada de reactivo.
- Falla de la bomba de inyección del reactivo.

Detección:

Control periódico del pH del lodo digerido. Cabe señalar que es importante realizar este control sobre el lodo en condiciones de terreno para evitar modificaciones ligadas en particular al equilibrio gas-líquido del CO₂.

Prevención:

Calibración regular del equipo de medición de pH y chequeo periódico de las bombas de inyección.

Fallas por deficiencia de la mezcla del digestor

Síntomas:

- Temperatura desigual en el digestor.
- Disminución en la producción de biogás por reducción del volumen activo en el digestor.

Causas:

Posibles fallas de los siguientes dispositivos:

- Mezcla por biogás.
- Mezcla por agitador.
- Mezcla por bombas.

Detección:

- Observación directa de la operación del dispositivo. Por ejemplo, en un sistema de mezcla por inyección de biogás, se requiere observar la temperatura de las lanzas de inyección; para un sistema cannon mixer, el número de pulsos por minuto; para sistema de mezcla por bombeo, el caudal.
- Detección por los efectos generados por una mezcla no apropiada, generando diversos grados de impacto, desde el comportamiento errático de los resultados de análisis de las muestras realizadas sobre el digestor, una desviación continua de la concentración del digestor, hasta una disfunción mayor en el equilibrio del digestor.

Prevención:

- Control sistemático del estado de los equipos de mezcla, la realización de las operaciones de mantenimiento preventivo de estos equipos y la aplicación de acciones correctivas en caso de detectar una falla. Por ejemplo, la obstrucción de las lanzas de mezcla cuando se detecta una baja de temperatura.

Fallas por problemas de temperaturas del digestor

Síntomas:

- Mediciones de temperatura fuera del rango de operación

Causas:

- Condiciones de temperatura del sitio fuera de las de diseño.
- Deterioro de la capacidad de calefacción.
- Deterioro de la capacidad del intercambiador de calor debido a deposiciones o incrustaciones minerales sobre las paredes de los tubos.
- Falla o pérdida de capacidad de las bombas del circuito de agua caliente.
- Falla o pérdida de capacidad de las bombas del circuito de lodos.
- Falla de las válvulas de regulación del circuito de agua caliente.
- Falla de la instrumentación, en particular de los sensores de temperatura que actúan sobre las válvulas de regulación.

Detección:

- Monitoreo de los sensores de temperatura del digestor.

Prevención:

- Relativas al plan de mantenimiento de los equipos y de la instrumentación.

Fallas por acumulación de material en el fondo del digestor

Los dispositivos de mezcla instalados en general no logran impedir que con el paso del tiempo se produzca una acumulación de partículas más densas en el digestor. Por ello, se recomienda realizar un vaciado del reactor con una frecuencia del orden de los 5 años, permitiendo además realizar una inspección del estado del revestimiento interno de la cúpula.

La acumulación de material dentro del digestor constituye zonas muertas en el digestor que van quitando capacidad de digestión al reducir el volumen activo disponible.

Síntomas:

- Sedimentación en canales y conducciones.
- Abrasión excesiva de bombas.
- Sobrecarga sistemas de bombeo.
- Disminución progresiva de la producción de biogás

Causas:

- Subdimensionamiento del sistema de agitación.
- Falta de tiempo de operación de los sistemas de agitación.
- Fenómeno paulatino normal dentro de un digestor.

Detección:

- Realización de un estudio de trazado para la caracterización del volumen activo del digestor. Generalmente se utiliza cloruro de litio por la baja influencia del litio sobre la materia orgánica del lodo.

Prevención:

- El nivel de acumulación está en función del tipo del dispositivo de mezcla en el digestor y del tipo del residuo tratado. La eficiencia del pretratamiento instalado en cabecera de planta juega un papel fundamental para la obtención de lodos homogéneos. Se trata en todo caso de procesos de acumulación lentos y se pueden aplicar planes de corrección por limpieza del reactor, cuya frecuencia dependerá de la necesidad de inspección interior del reactor (revestimiento, equipos y tuberías internas).

Fallas por acumulación de condensados en tubería de biogás

Síntomas:

- Falla u operación anormal del compresor.
- Aumento de la presión en el digestor.
- Actuación de las válvulas de alivio.
- Disminución en la producción de biogás.
- Corrosión y desgaste acelerado de los motores.

Causas:

La acumulación de condensados en puntos bajos de las tuberías de transporte del biogás puede tener distintos impactos según el tipo de tuberías sobre la cual ocurre el problema. Algunos ejemplos se describen a continuación:

- Acumulación de condensados en la tubería de alimentación.
- Acumulación de condensados en las tuberías de salida del biogás
- Acumulación de líquidos condensados en plantas que no requieren de gasómetros (rellenos sanitarios por ejemplo). Si los sistemas de retiro de condensados son sobrepasados, las consecuencias son mayores, dado que éste condensado llega a las cámaras de combustión provocando corrosión y desgaste acelerado en los motores.

Detección:

- Entrada de líquido al compresor, provocando daños.
- Aumento en la pérdida de carga en la línea de biogás por tapón hidráulico de condensados.

- Aumento en la presión y actuación de los sistemas de alivio sobrepresiones (válvulas).
- Disminución en la producción eléctrica de los moto o cogeneradores.
- Corrosión y desgaste acelerado de la cámara de combustión de los generadores.

Prevención:

- Mantenimiento y monitoreo de los sistemas de retiro de condensados.
- Mantenimiento y monitoreo de los instrumentos de medición de presión (manómetro).
- Monitoreo de la producción eléctrica.

Fallas en el gasómetro

Síntomas

- Detección de sobrepresión.
- Fugas en el gasómetro.
- Corrosión excesiva gasómetro.

Causas:

- Problemas de regulación del gasómetro, transmitiendo el problema de presión a la línea de biogás con los riesgos mencionados anteriormente.
- Otro aspecto sensible del gasómetro es su integridad material-física, que permite asegurar que no haya fugas de biogás hacia la atmósfera, la cual puede ser afectada por problemas de corrosión en el caso de los gasómetros de tipo campana metálica instalada directamente sobre el digestor, o por problemas mecánicos, en el caso por ejemplo de los gasómetros de doble membrana. Las costuras o soldaduras de los tramos de la membrana interna pueden verse afectadas por sollicitaciones mecánicas anormales con el riesgo de comunicación entre el biogás contenido dentro de la membrana interna y el aire inyectado en el espacio entre las dos membranas

Detección:

- Medición en continuo de metano en el aire del espacio inter-membranas.

Prevención:

- Control estricto del montaje realizado al momento de la instalación del gasómetro y de la programación de inspecciones periódicas cuando se acerca a su vida útil.

Fallas en el lavador o sistema de limpieza

Muchas instalaciones de biogás cuentan con un tratamiento de desulfuración y/o un tratamiento de retiro de xiloxanos en caso de relleno sanitario, previo al uso del biogás en caldera o motogenerador (para la producción del agua caliente necesaria para mantener la temperatura del digestor o en motores de cogeneración para generación eléctrica y térmica).

Síntomas:

- *Operación defectuosa*
- *Interrupción de la operación*

Causas:

- *Obstrucción* o inhibición del sistema de limpieza.

Detección:

- Pérdida de *presión que genera el dispositivo* (Δ presión entre la entrada y salida).
- *Análisis resultados* de remoción del equipo.

Prevención:

- *La prevención se inicia con el mantenimiento del medio filtrante y cegamiento de tiempo de uso, el control de las condiciones de operación y la realización de las acciones de mantenimiento preventivo de los sistemas asociados (retro lavados, limpieza por aire, etc.).*

Fallas y problemas con la antorcha

Generalmente poseen sistemas de encendido manual y automático.

Síntomas y detección:

- Falla en el encendido.
- Sobre-temperaturas.

Causas:

- Sobrepresión en el sistema (aumentan la velocidad de salida del gas de forma excesiva, imposibilitando su combustión).
- Falla en el sistema de ignición (bujía y bobina).

Prevención:

- Monitoreo de la presión del sistema (manómetro).
- Revisar y mantener en óptimas condiciones el sistema de ignición de acuerdo al PM, asegurando un funcionamiento continuo.

Solución:

- Para disminuir la presión se requiere purgar, abriendo la alimentación de la antorcha, enviando el biogás directamente a la atmósfera. Malas condiciones de ventilación aumentan el riesgo de esta operación.

Corrosión anormal de equipos

La presencia de sulfuros en el biogás hace que los equipos anexos utilizados en el circuito se encuentran expuestos a los riesgos de corrosión por el ácido sulfúrico producido por la oxidación de los sulfuros. La corrosión llega a un punto donde existe

Síntomas:

- Corrosión excesiva en la caldera, intercambiador agua/lodo, válvulas, arresta llamas, etc.
- Reducción de diámetros.
- Mal funcionamiento de los equipos.

Causas:

- Desprendimiento por corrosión de material que es arrastrado por el flujo de biogás y se deposita en puntos donde la acumulación como restricciones, filtros, asientos de válvulas que con el tiempo producen reducción de diámetros o mal funcionamiento.

Detección:

- Detección visual en los controles de rutina de los equipos y, en especial, en tuberías de acero revestidas.

Prevención:

- Diseño y selección de los materiales adecuados para la fabricación de los equipos.

Fallas por ensuciamiento de arrestas llamas y filtros.

Síntomas y detección:

- Sobrepresión
- Transmisión de llamas (situación inversa para su función de diseño) con la presencia de partículas combustibles.
- Saturación y bloqueo en el escurrimiento del biogás generando sobrepresión y además eventualmente permitir la transmisión de llamas.

Causas:

- Ensuciamiento de arrestas llamas y filtros en presencia de partículas en suspensión y/o de condensados en el biogás.

Prevención:

- En particular los arresta llamas dispuestos en fin de líneas deben ser sistemáticamente protegidos contra la penetración de agua y polvo proviniendo del exterior y mantenidos fuera de riesgo de congelación.

Fallas de las válvulas de alivios de presión

Las consecuencias de una falla de los dispositivos de alivio de presión pueden ser muy graves, dado que, al no operar en caso de aumento de la presión, esta seguirá aumentando y si no se libera, será la causa del colapso o rotura del contenedor de biogás (gasómetro). Por otro lado la mala calibración o regulación del alivio puede provocar que esté aliviando continuamente, según el grado de ventilación, provoque una atmosfera explosiva extensa no evaluada en el diseño poniendo en riesgo a las personas y la operación.

Síntomas y detección:

- Detección olfatoria de biogás.
- Aumento excesivo de la presión en el contenedor de biogás.
- (Tardía) Colapso o rotura del contenedor de biogás.
- (Tardía) Explosión.

Causas:

- Obstrucción de evacuación por diversas razones, tales como la formación de un tapón hidráulico en la línea de biogás.

Prevención:

- Inspección, mantención y calibración de las válvulas de alivio de presión de acuerdo al PM.

Fugas menores y fugas graves

En la operación de una planta de biogás siempre se observarán eventos de fuga. Las fugas se pueden dar en cualquier tipo de unión.

La gravedad de las fugas está directamente asociada al riesgo que genera en términos del tipo de combustible y/o toxicidad (biogás) dada presión y orificio del escape.

Síntomas:

- Malestar del personal (dolores de cabeza y sensación de falta de aire por exposición leve hasta pérdida de conciencia y muerte en casos severos sin ventilación).

Causas:

- Desgaste de material, diseño de las instalaciones, calidad de la construcción y cambios de temperatura
- Accidentes con consecuencia de origen de fuga.

Detección:

- Detección olfatoria del biogás.
- Detección auditiva de la fuga.
- Prueba de fugas en tuberías vertiendo agua y algún tipo de detergente no inflamable sobre las tuberías sospechosas. La formación de burbujas sobre la superficie indica la fuente de fuga.
- Detección por equipo portátil analizador IR o celda electroquímica
- Detección térmica por cámara IR

Prevención:

- Realización de inspecciones periódicas y planes de emergencia para el control de fugas que consideren el equipamiento necesario, elementos de ventilación y las acciones operativas para eliminar el escape.

Fallas en calibración o desviación de instrumentos

Síntomas y detección:

- Comportamiento anómalo de un parámetro de proceso que es aislado y en discordancia con el resto de los parámetros del proceso: por ejemplo, un cambio fuerte en la producción de biogás medida por el caudalímetro, sin embargo, la energía producida en un motor de generación no varía.

Causas:

- Como en todo control de procesos, la falta de calibración o desviación de instrumentos puede conducir a instrucciones erróneas en la automatización del proceso de digestión anaeróbica.

Prevención:

- Realización de registros, verificaciones y mantenimiento adecuado del instrumento.

3.6 Capacitación de Operadores y Personal de Mantenimiento

Una competencia se define como el conjunto de conocimientos, habilidades y actitudes puestas en práctica por las personas para realizar una función laboral, según los estándares esperados por el sector productivo. Estas tres dimensiones operan articuladamente y determinan el desempeño de los sujetos en el ámbito laboral.

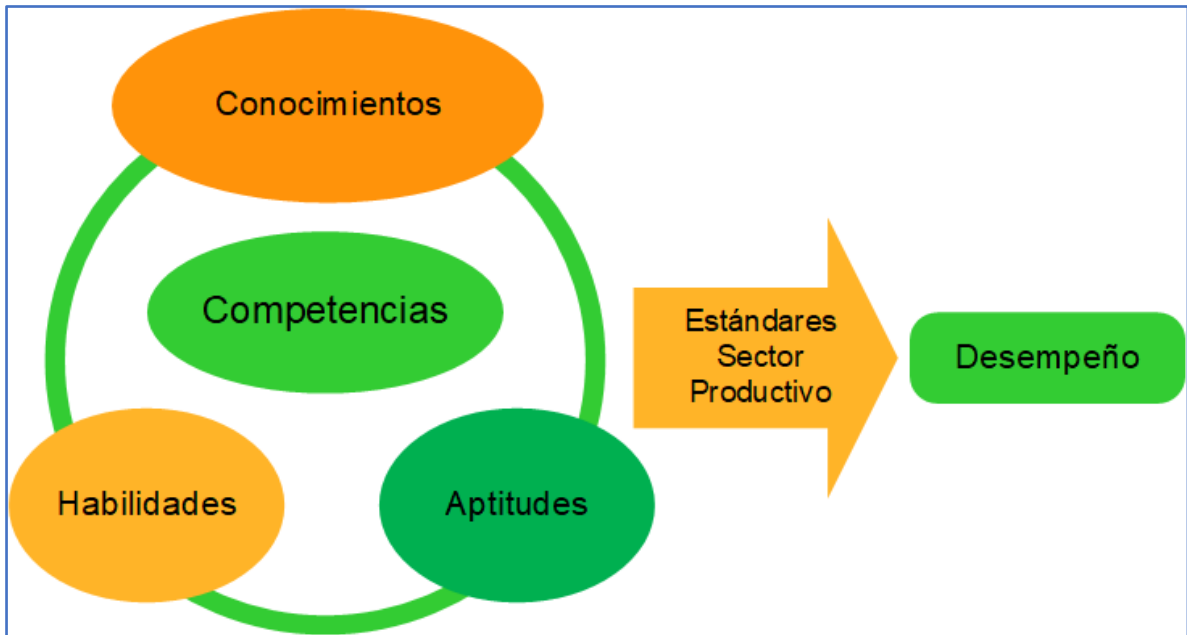


Figura 3-12: Capacitación de Operadores y Personal de Mantenimiento
Fuente: Elaboración propia

Competencias:

- Formación teórica, técnica-práctica y en seguridad del operador antes de la puesta en marcha o al momento de desarrollar trabajos operacionales.
- Los contenidos deben incluir los parámetros específicos de la planta (tamaño, sustratos, etc.) y las reglamentaciones nacionales.
- Los operadores con conocimientos previos en el campo del biogás deberán actualizarse a intervalos regulares.
- Las empresas de servicios de mantenimiento deben contar con los conocimientos especializados definidos y verificables, y actualizarse periódicamente dentro de su plan de capacitación de su personal.

Plan de Capacitación

El plan de capacitación y desarrollo de las competencias del operador, constituye un factor de éxito de gran importancia en la operación de plantas de biogás, pues determina las principales necesidades y prioridades de capacitación.

Tabla 3-11: Plan de capacitación

Nombre de la Capacitación	Objetivo Esperado	Grupo Objetivo	Metodología
Planta de Biogás y Generación eléctrica (PBGE)	<p><i>Presentar al personal:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ☑ Aspectos generales de la planta. ☑ Consideraciones de diseño ☑ Configuración de los equipos y sistemas ☑ Alarmas y fallas ☑ Seguridad y autorización de funcionamiento ☑ Integración al circuito de biogás de la planta ☑ Identificación de Peligros, Evaluación de Riesgos y Establecimiento de Controles (IPER) asociada a las tareas de planta 	Personal del área de operaciones y mantenimiento.	Expositiva
Plan acompañamiento puesta en marcha PBGE	<p><i>Presentar al personal de planta:</i></p> <p>Plan de acompañamiento de Puesta en marcha de la planta de biogás y generación eléctrica.</p>	Personal del área de operaciones y mantenimiento.	Práctica en terreno
Dispositivos de emergencia PBGE	Conocer los dispositivos y sistemas de emergencia de la PBGE	Personal del área de operaciones y mantenimiento	Práctica en terreno
Hoja de ronda	Dar a conocer hoja de ronda de la PBGE	Personal de operaciones	Práctica en terreno
Procedimiento de partida y detención PBGE	Conocer los pasos a realizar para una correcta partida y detención de la PBGE	Personal de turno.	Práctica en terreno
Identificación equipos	Conocer en terreno los equipos que componen la PBGE. Reforzar conocimientos del funcionamiento de los equipos que componen la PBGE.	Personal de turno	Práctica en terreno
Sistema de supervisión y control	Conocer e identificar en plataforma SCADA los componentes de la PBGE.	Personal de turno	Práctica en terreno



Módulo 4 - Marco Legal

4 Marco Legal

4.1 Introducción

Los proyectos de biogás deberán seguir y cumplir con todo el marco legal y normativo exigible en el país, dependiendo de las actividades que se desarrollen durante todo el ciclo de vida del proyecto. Esto es, acogerse a las leyes, reglamentaciones y normas técnicas, establecidas en el marco jurídico imperante del país. Esto contempla según las actividades del proyecto, en sus etapas de diseño, construcción, operación y término de operaciones, tales como la instalación de faenas, construcción de planta, puesta en marcha, producción, almacenamiento y transferencias de biogás, emisiones atmosféricas, tratamiento de residuos líquidos y sólidos, generación eléctrica, térmica, autoconsumo, etc., la competencia de las siguientes instituciones que establecen sus propias regulaciones en su ámbito de acción:

- Ministerio del Medio Ambiente
 - Servicio de Evaluación Ambiental
 - Superintendencia del Medio Ambiente
- Ministerio de Agricultura,
 - Corporación Nacional Forestal
 - Servicio Agrícola y Ganadero
 - Comisión Nacional de Riego
- Ministerio de Energía
 - Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Ministerio de Salud
 - Superintendencia de Salud
- Ministerio de Obras Públicas
 - Dirección General de Aguas
 - Dirección de Obras Hidráulicas
 - Superintendencia de Servicios Sanitarios
- Ministerio de Bienes Nacionales
- Ministerio de Desarrollo Social
- Ministerio de Minería
 - Servicio Nacional de Geología y Minería
- Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones
- Ministerio de Vivienda y Urbanismo
- Ministerio de Economía, Fomento y Turismo
 - Servicio Nacional de Pesca
 - Servicio Nacional de Turismo
 - Subsecretaría de Pesca y Acuicultura
- Consejo de Monumentos Nacionales

4.2 Institucionalidad

4.2.1 Medioambiente

4.2.1.1 Servicio de Evaluación Ambiental (SEA)

El Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) es un organismo público funcionalmente descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio. Su función central es tecnificar y administrar el instrumento de gestión ambiental denominado “Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental” (SEIA), cuya gestión se basa en la evaluación ambiental de proyectos ajustada a lo establecido en la norma vigente, fomentando y facilitando la participación ciudadana en la evaluación de los proyectos.

Este Servicio cumple la función de uniformar los criterios, requisitos, condiciones, antecedentes, certificados, trámites, exigencias técnicas y procedimientos de carácter ambiental que establezcan los ministerios y demás organismos del Estado competentes, mediante el establecimiento, entre otros, de guías trámite.

La tecnificación del sistema apunta a establecer criterios comunes para evaluar cada tipo de proyecto, con el objeto de asegurar la protección del medio ambiente de manera eficiente y eficaz.

a. Antecedentes generales

Uno de los principales instrumentos para prevenir el deterioro ambiental es el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Este instrumento permite introducir la dimensión ambiental en el diseño y la ejecución de los proyectos y actividades que se realizan en el país. A través de él, se evalúa y certifica que las iniciativas, tanto del sector público como del sector privado, se encuentran en condiciones de cumplir con los requisitos ambientales aplicables.

A la fecha, ha aprobado más de 10.000 proyectos o actividades durante sus 20 años de operación, permitiendo un cambio sustancial en la forma de construir el futuro del país, previniendo o mitigando los impactos que pueda generar las inversiones públicas y privadas. Es administrado actualmente por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).

b. Conceptos ambientales

Para entender el SEIA, es necesario conocer algunos conceptos que se relacionan con el proceso mostrado a continuación:

- **Constitución de la República**, en su capítulo tres, artículo 19°, N° 8, señala “El derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación. Es deber del Estado velar que este derecho no sea afectado y tutelar la preservación de la naturaleza.”
- **Ley 19.300**, Ley de Bases Generales del Medio Ambiente, en adelante Ley 19.300. Crea la institucionalidad del SEIA y obliga a introducir la variable ambiental en los proyectos de inversión. Regula el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental.
- **D.S. 40/2012**, Reglamento del SEIA, establece las disposiciones por las cuales se registrará.

- **Impacto ambiental:** Alteración del medio ambiente, provocada directa o indirectamente por un proyecto o actividad en un área determinada. Dichos impactos serán significativos cuando generen o presenten alguno de los efectos, características o circunstancias del artículo 11 de la Ley 19.300, y en conformidad del Título II del reglamento D.S. N° 40.
- **Medio Ambiente:** De acuerdo a la Ley 19.300, es el sistema global constituido por elementos naturales y artificiales de naturaleza física, química o biológica, socioculturales y sus interacciones, en permanente modificación por la acción humana o natural y que rige y condiciona la existencia y desarrollo de la vida en sus múltiples manifestaciones.
- **Medio Ambiente Libre de Contaminación:** De acuerdo a la Ley 19.300, es aquél en el que los contaminantes se encuentran en concentraciones y períodos inferiores a aquéllos susceptibles de constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental.
- **Servicio de Evaluación Ambiental (SEA):** Consiste en un conjunto de procedimientos que vinculan al titular de un proyecto o actividad con la autoridad ambiental, a través de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) con el objetivo de demostrar el cumplimiento de las normas ambientales, y que se hace cargo adecuadamente de los impactos ambientales que genera. La autoridad, por su parte, debe verificar y certificar el cumplimiento de tales normas y calificar la pertinencia y calidad de las medidas propuestas. Este acto se realiza con anterioridad a la ejecución del proyecto.
- **Estudio de Impacto Ambiental (EIA):** De acuerdo a la Ley 19.300. Consiste en un documento que describe pormenorizadamente las características de un proyecto o actividad que se pretenda llevar a cabo o su modificación. Debe proporcionar antecedentes fundados para la predicción, identificación e interpretación de su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos. Debe demostrar que las *medidas de mitigación, reparación y compensación se hacen cargo de los efectos, características y/o circunstancias* indicadas en el artículo 11 de la Ley 19.300 y Título II del Reglamento que causan el ingreso al SEIA mediante un EIA. Además, debe acreditar que se cumple la normativa de carácter ambiental aplicable y que no se generan los demás efectos mencionados en dicho artículo.
- **Declaración de Impacto Ambiental (DIA):** De acuerdo a la Ley 19.300. Consiste en un documento descriptivo de una actividad o proyecto que se pretende realizar, o de las modificaciones que se le introducirán, otorgado bajo juramento por el respectivo titular, cuyo contenido permite al organismo competente evaluar efectivamente que el proyecto se ajusta a las normas ambientales vigentes. Debe demostrar que *no se generan los efectos, características o circunstancias indicadas en la Ley 19.300* y el Título II del Reglamento, y que se cumple la normativa de carácter ambiental aplicable
- **Resolución de Calificación Ambiental (RCA):** Acto administrativo de la respectiva autoridad que establece la conformidad o no conformidad ambiental de un proyecto u actividad. El SEIA Regional, aprueba o rechaza los proyectos regionales presentados al SEIA. Si es favorable, certifica que el proyecto evaluado cumple con la normativa de carácter ambiental y que el proyecto puede ejecutarse. Junto a la RCA, el titular del proyecto debe cumplir con la normativa aplicable al proyecto.

- Los proyectos de inversión que se pretendan desarrollar en Chile y que se encuentren en la lista de proyectos o actividades señalados en el artículo 3º del Reglamento deben obligatoriamente someterse al SEIA, y podrán iniciar su construcción sólo una vez que hayan obtenido una RCA favorable.

c. Forma de presentación: Declaración o Estudio de Impacto Ambiental

Los proyectos de inversión que se pretendan desarrollar en Chile y que se encuentren en la lista de proyectos o actividades señalados en el artículo 3º del Reglamento, deben obligatoriamente someterse al SEIA, y podrán iniciar su construcción sólo una vez que hayan obtenido una RCA favorable.

El titular del proyecto o actividad que ingresa al SEIA, lo hace presentando una Declaración de Impacto Ambiental (DIA), salvo que dicho proyecto genere o presente alguno de los siguientes efectos, características o circunstancias contemplados en el artículo 11 de la Ley, especificados en el Título II del Reglamento del SEIA (artículos 5, 6, 7, 8, 9, 10 y 11), caso en el cual deberá presentar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA):

Efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluido el suelo, agua y aire.

Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de los grupos humanos.

Localización en o próxima a poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos, glaciares, susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar.

Alteración significativa, en términos de magnitud o duración, del valor paisajístico o turístico de una zona.

Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural.

En el Título II del Reglamento del SEIA se establecen un conjunto de variables y criterios que especifican el alcance de los efectos, características o circunstancias antes indicados.

d. ¿Qué proyectos o actividades se someten a evaluación de impacto ambiental?

a. Acueductos, embalses o tranques y sifones que deban someterse a la autorización establecida en el artículo 294 del Código de Aguas, presas, drenajes, desecación, dragado, defensa o alteración, significativos, de cuerpos o cursos naturales de aguas;

b. Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y sus subestaciones;

c. Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW;

d. Reactores y establecimientos nucleares e instalaciones relacionadas;

e. Aeropuertos, terminales de buses, camiones y ferrocarriles, vías férreas, estaciones de servicio, autopistas y los caminos públicos que puedan afectar áreas protegidas;

f. Puertos, vías de navegación, astilleros y terminales marítimos;

g. Proyectos de desarrollo urbano o turístico, en zonas no comprendidas en alguno de los planes a que alude la letra siguiente;

h. Planes regionales de desarrollo urbano, planes intercomunales, planes reguladores comunales, planes seccionales, proyectos industriales o inmobiliarios que se ejecuten en zonas declaradas latentes o saturadas;

i. Proyectos de desarrollo minero, incluidos los de carbón, petróleo y gas, comprendiendo las prospecciones, explotaciones, plantas procesadoras y disposición de residuos y estériles, así como la extracción industrial de áridos, turba o greda;

j. Oleoductos, gasoductos, ductos mineros u otros análogos;

k. Instalaciones fabriles, tales como metalúrgicas, químicas, textiles, productoras de materiales para la construcción, de equipos y productos metálicos y curtiembres, de dimensiones industriales;

l. Agroindustrias, mataderos, planteles y establos de crianza, lechería y engorda de animales, de dimensiones industriales;

m. Proyectos de desarrollo o explotación forestales en suelos frágiles, en terrenos cubiertos de bosque nativo, industrias de celulosa, pasta de papel y papel, plantas astilladoras, elaboradoras de madera y aserraderos, todos de dimensiones industriales;

n. Proyectos de explotación intensiva, cultivo, y plantas procesadoras de recursos hidrobiológicos;

ñ. Producción, almacenamiento, transporte, disposición o reutilización habituales de sustancias tóxicas, explosivas, radioactivas, inflamables, corrosivas o reactivas;

o. Proyectos de saneamiento ambiental, tales como sistemas de alcantarillado y agua potable, plantas de tratamiento de aguas o de residuos sólidos de origen domiciliario, rellenos sanitarios, emisarios submarinos, sistemas de tratamientos y disposición de residuos industriales líquidos o sólidos;

p. Ejecución de obras, programas o actividades en parques nacionales, reservas nacionales, monumentos naturales, reservas de zonas vírgenes, santuarios de la naturaleza, parques marinos, reservas marinas o en cualesquiera otras áreas colocadas bajo protección oficial, en los casos en que la legislación respectiva lo permita;

q. Aplicación masiva de productos químicos en áreas urbanas o zonas rurales próximas a centros poblados o a cursos o masas de agua que pueden ser afectadas, y

r. Cotos de caza, en virtud del artículo 10 de la Ley N° 4.601.

s. Obras que se concesionen para construir y explotar el subsuelo de los bienes nacionales de uso público, en virtud del artículo 37 del D.F.L. N° 1/19.704 de 2001, del Ministerio del Interior, que fija el texto refundido de la Ley N° 18.695.

En el artículo 3° del Reglamento del SEIA se listan estos proyectos, estableciéndose criterios que determinan su naturaleza y alcance. Por su parte, los proyectos o actividades no comprendidos en dicha lista pueden acogerse voluntariamente al SEIA.

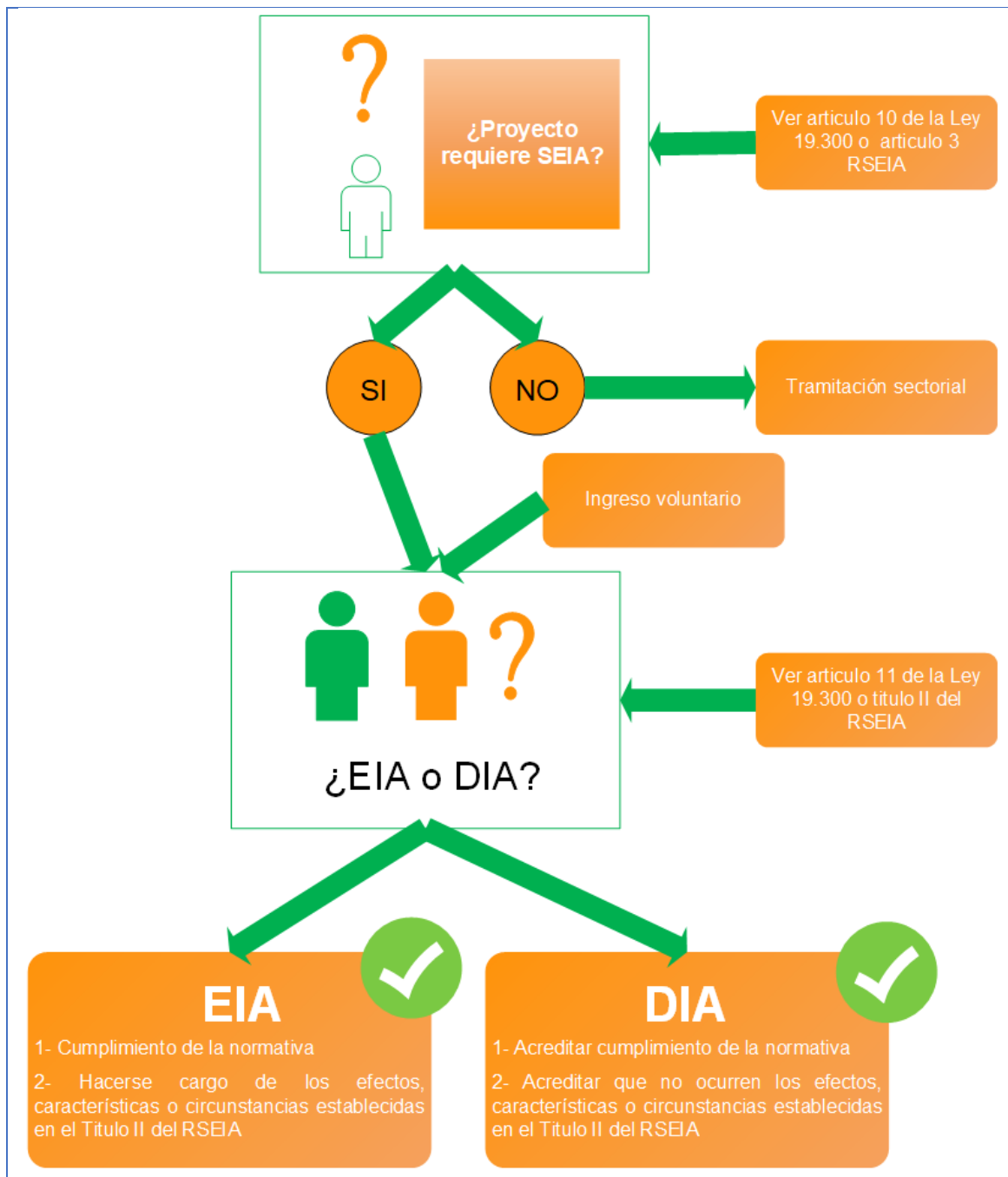


Figura 4-1: Ingreso al SEIA

Fuente: Adaptado de *Proyectos de Biomasa, Guía para evaluación ambiental Energías Renovables no Convencionales*. GTZ - CNE, 2007

e. Cuando un proyecto de biogás puede ser sometido al SEIA

En el artículo 10 de la Ley 19.300, y en mayor detalle en el artículo 3° del D.S. N° 40, se indica un listado de proyectos o actividades que podrán iniciar su construcción sólo una vez que sean sometidos al SEIA y tengan una aprobación ambientalmente favorable. De acuerdo con lo anterior, un proyecto de biogás podría ingresar al SEIA en los siguientes casos:

ID art. 3°, D.S. N° 40	Tipo de proyecto / actividad	Aplicabilidad
b)	Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y subestaciones	Plantas de biogás de gran escala.
c)	Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW.	Plantas de biogás de gran escala.
j)	Oleoductos, gasoductos, ductos mineros u otros análogos	Canales o tuberías destinados al transporte del biogás, uniendo centros de producción o almacenamiento. Quedan exentas las tuberías de transferencia y conducción de biogás al interior de la planta de producción. Regido por el D.S. N° 280.
I.1	Agroindustrias	<p>Los proyectos de biogás deben someterse al SEIA en los siguientes casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Si generan residuos sólidos iguales o superiores a ocho toneladas por día (8 t/día) en algún día de la fase de operación del proyecto de acuerdo a los niveles indicados. ➤ Si generan una emisión diaria esperada de algún contaminante causante de la saturación o latencia de la zona, igual o superior al 5% de la emisión diaria total estimada de ese contaminante en la zona declarada latente o saturada. ➤ Si poseen una superficie igual o mayor a 20 ha. ➤ Si poseen una potencia instalada o suma equivalente de los distintos tipos de energía y/o combustibles utilizados igual o superior a 2.000 KVA.
p)	Ejecución de obras, programas o actividades en parques nacionales, reservas nacionales, monumentos naturales, reservas de zonas vírgenes, santuarios de la naturaleza, parques marinos, reservas marinas o en cualesquiera otras áreas colocadas bajo protección oficial, en los casos en que la legislación respectiva lo permita.	En caso de localizar un proyecto de biogás en un área protegida, si este fuera el caso, deberá someterse al SEIA.
o)	Proyectos de saneamiento ambiental, tales como sistemas de alcantarillado y	Aplica para proyectos de biogás que contemplen el tratamiento de residuos domiciliarios mediante digestión anaerobia que cumplan con alguna de las

<p>agua potable, plantas de tratamiento de agua o de residuos sólidos de origen domiciliario, rellenos sanitarios, emisarios submarinos, sistemas de tratamiento y disposición de residuos industriales líquidos o sólidos</p>	<p>siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Plantas de tratamiento de aguas de origen domiciliario, que atiendan a una población igual o mayor a 2.500 habitantes. ➤ Plantas de tratamiento y/o disposición de residuos sólidos de origen domiciliario, rellenos sanitarios, estaciones de transferencia y centros de acopio y clasificación que atiendan a una población igual o mayor a 5.000 habitantes. ➤ Traten efluentes con una carga contaminante media diaria igual o superior al equivalente a las aguas servidas de una población de 100 personas, en uno o más de los parámetros señalados en la respectiva norma de descargas de residuos líquidos. <p>Se entenderá por tratamiento las actividades en las que se vean modificadas las características químicas y/o biológicas de las aguas o residuos.</p>
--	---

Adicionalmente, en el caso de incorporar modificaciones a proyectos en operación y que, dichas medidas complementarias se acojan a alguna de las actividades mencionadas anteriormente, el proyecto deberá ingresar al SEIA.

A modo de ejemplo deberá ingresar al SEIA la ampliación de capacidades si es que se pretende sobrepasar de 3 MW. En todo caso, frente a modificaciones, será conveniente realizar la consulta a la autoridad respecto a la pertinencia de ingreso o no al SEIA dimensionando la modificación del proyecto.

Generalmente, un proyecto de central generadora de energía eléctrica irá asociado a una línea de transmisión y su subestación. Puede darse el caso de que la central generadora sea inferior a 3 MW y por lo tanto no ingresaría al SEIA, pero la línea de transmisión si esté obligada a ingresar. En estos casos puede someterse al SEIA sólo la parte del proyecto concerniente a la transmisión eléctrica. Independiente y paralelamente, fuera del SEIA, se deben solicitar todos los permisos sectoriales para la actividad de generación a los organismos competentes.

En todo caso, la factibilidad será evaluada por los Órganos de la Administración del Estado con competencia Ambiental durante el proceso de evaluación del proyecto en el SEIA, principalmente debido a que puede considerarse que generación y transmisión forman parte de un todo integral y que debe ser evaluado ambientalmente de esa forma.

Es necesario mencionar que cualquier proyecto que no se encuentre definido en el artículo 3 del Reglamento tiene la opción de ingresar de manera voluntaria al SEIA, debiendo acatar, una vez ingresado, las exigencias de cualquier proyecto sometido al Sistema.

4.2.1.2 Superintendencia del Medio Ambiente (SMA)

Encargada de proteger el medio ambiente y la salud de las personas, asegurando el cumplimiento de la normativa ambiental de su competencia, a través de una

fiscalización estratégica, sobre la base de inspecciones, controles, mediciones y análisis, asegurando el cumplimiento de:

- Normas, condiciones y medidas establecidas en las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA)
- Medidas e instrumentos establecidos en los Planes de Prevención y/o Descontaminación Ambiental; las Normas de Calidad y las Normas de Emisión
- Planes de Prevención y/o Descontaminación
- Otros que establezca la ley a futuro

Además, se encuentra facultada para contratar labores de inspección, verificación y mediciones, cuando corresponda, con terceros idóneos debidamente certificados y también mediante convenios con Organismos Sectoriales con competencia en Fiscalización Ambiental (OSFAs).

Del mismo modo, tiene la facultad exclusiva de aplicar sanciones frente a un incumplimiento de dichos instrumentos, las que van desde la amonestación por escrito hasta la revocación de la RCA, incluyendo la aplicación de multas de hasta 10.000 UTM Anuales.

La Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) busca asegurar el cumplimiento de la normativa ambiental de su competencia, a través de una fiscalización estratégica, la que cada año se plasmará en programas y subprogramas de fiscalización.

Dado de que la sanción no es un fin en sí misma, la SMA debe promover e incentivar el cumplimiento de los regulados, orientándolos en la comprensión de sus obligaciones ambientales. Para esto, cuenta con herramientas de Autodenuncia, Programas de Cumplimiento y Planes de Reparación, entre otros.

4.2.2 Salud

4.2.2.1 Secretarías Regionales Ministeriales del Ministerio de Salud – SEREMI de Salud

En cuanto a Gestión Ambiental, sus funciones principales son coordinar, desarrollar y gestionar la evaluación preventiva de los riesgos sanitario-ambientales, cumplimiento normativo y seguimiento de los proyectos ingresados al SEIA y de las actividades en proyecto que requieren la calificación industrial. Además, participa en las mesas de trabajo público-privado del Consejo de Producción Limpia (CPL) en la generación, implementación, seguimiento y validación de los acuerdos generados con los distintos rubros del sector privado.

Las SEREMI de Salud deben emitir pronunciamientos y otorgar permisos ambientales asociados a una serie de materias.

Es así como, antes de la construcción de un proyecto la SEREMI de Salud debe realizar una calificación industrial de proyectos. En este caso, los establecimientos de carácter productivo que comprende a industrias y aquellas instalaciones de impacto similar al industrial tales como grandes depósitos, talleres o bodegas industriales, serán calificados caso a caso por la Autoridad Sanitaria, en consideración a los riesgos que su funcionamiento pueda causar a sus trabajadores, vecindario y comunidad. Las actividades pueden ser calificadas como Inofensivas, molestas, insalubres, contaminantes o peligrosas.

Previo a construcción de proyectos:

Para ello y, en particular en plantas de biogás, cada SEREMI de Salud deberá aprobar los permisos de construcción, reparación, modificación y ampliación de cualquier planta de tratamiento de basuras y desperdicios de cualquier clase.

Posterior a la construcción de proyectos:

Deberá otorgar autorización sanitaria expresa a las siguientes actividades:

- Funcionamiento de los sistemas de agua potable y aguas servidas particulares.
- Todo lugar destinado a la acumulación, selección, industrialización, comercio o disposición final de basuras y desperdicios de cualquier clase.
- Uso de aguas servidas en riego agrícola, de acuerdo con el grado de tratamiento de depuración o desinfección aprobado por la autoridad sanitaria.

Aquellas instalaciones industriales que no requieran autorización sanitaria expresa deberán obtener de la SEREMI de Salud un informe sanitario que dé cuenta que éstas cumplen con las condiciones sanitarias y ambientales básicas de seguridad para realizar su actividad, sin causar riesgos y molestias a la salud de los trabajadores y de la comunidad. Este permiso es necesario para que la municipalidad otorgue la patente definitiva.

4.2.3 Obras Públicas

4.2.3.1 Superintendencia de Servicios Sanitarios – SISS

La Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS) es el organismo normativo y fiscalizador de las empresas concesionarias que prestan los servicios de agua potable y alcantarillado. También debe controlar y fiscalizar los residuos líquidos generados por establecimientos industriales, en el ámbito de su competencia, y los vertidos de las plantas de tratamiento de aguas servidas.

La Superintendencia de Servicios Sanitarios se encarga de:

- La fijación de tarifas por los servicios de agua potable y alcantarillado de aguas servidas que prestan las empresas sanitarias;
- El otorgamiento de concesiones de servicios sanitarios;
- La fiscalización de las empresas sanitarias, particularmente respecto de la calidad del servicio prestado;
- La fiscalización de los establecimientos industriales generadores de residuos industriales líquidos - Riles, que efectúan descargas a las redes públicas de alcantarillado.

La SISS además participa en el establecimiento de normas y estándares en el ámbito de su competencia, y se preocupa de la difusión de información sobre el mercado, relativa al sector sanitario nacional.

Controlar Residuos Industriales Líquidos

La SISS debe fiscalizar el cumplimiento de la legislación que regula las descargas de RILES vinculadas a las concesiones sanitarias (reguladas en el DS 609/98), junto con participar en estudios de normas asociadas a ellas y en el SEIA. Además, debe

atender las denuncias o situaciones del ámbito ambiental originadas en el incumplimiento de la normativa de su competencia.

Descarga a aguas superficiales (Cumplimiento D.S. SEGPRES N° 90/2000)

El D.S. SEGPRES 90/2000 regula la descarga de residuos líquidos a aguas marinas y continentales superficiales. Desde diciembre de 2012, la competencia sobre el control de Riles no vinculados a prestaciones sanitarias, se traslada a la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA).

Descarga a aguas subterráneas (Cumplimiento D.S. SEGPRES N° 46/2002)

El D.S. SEGPRES 46/2002 regula la descarga de residuos líquidos a aguas subterráneas. Desde diciembre de 2012, la competencia sobre el control de Riles no vinculados a prestaciones sanitarias, se traslada a la Superintendencia del Medio Ambiente - SMA.

Descarga a alcantarillado (Cumplimiento D.S. MOP N° 609/1998)

El D.S. MOP N°609/98 regula la emisión de residuos líquidos a alcantarillado.

Participación de la SISS en el SEIA

En el contexto del SEIA, la SISS es un Órgano de la Administración del Estado, que participa en la evaluación ambiental de los proyectos de saneamiento ambiental (artículo 10 letra o) de la ley N° 19.300) que constituyen infraestructura sanitaria afecta a concesión o vinculada a la prestación de servicios sanitarios. Así también, en aquellos proyectos cuyos residuos líquidos se dispondrán en redes de alcantarillado público, o se encuentren vinculados a las prestaciones o servicios de las empresas sanitarias.

En el SEIA, la SISS es un Órgano de la Administración del Estado, que participa en la calificación ambiental de los proyectos o actividades que contemplen descargar efluentes a sistemas vinculados a las prestaciones o servicios de las empresas sanitarias concesionadas, de acuerdo al DFL N° 382/88 del MOP, o bien, a los proyectos o actividades cuyo titular sea una empresa sanitaria concesionada.

La SISS no tiene competencia sobre proyectos o actividades con disposición en cursos superficiales o vía infiltración, a excepción de proyectos que se refieran a Plantas de Tratamiento de Aguas Servidas de empresas sanitarias concesionadas.

Una vez que el proyecto obtiene su RCA favorable, en el caso de un proyecto cuya descarga está sujeta al cumplimiento del DS 609/98, debe dar aviso a la SISS con 90 días de anticipación respecto a la entrada en operación de su sistema de tratamiento de Riles, a través del formato de aviso disponible en el sitio web de la SISS. Esta superintendencia, a través de una Resolución Exenta, establecerá el programa de monitoreo de la descarga. Para los proyectos cuya descarga está regulada por el DS 90/00 y el DS 46/02, deberá seguir los procedimientos establecidos por la Superintendencia de Medioambiente, según corresponda.

4.2.4 Agricultura

4.2.4.1 Servicio Agrícola y Ganadero – SAG

Es el organismo oficial del Estado de Chile, encargado de apoyar el desarrollo de la agricultura, los bosques y la ganadería, a través de la protección y mejoramiento de la salud de los animales y vegetales.

El SAG también realiza acciones para conservar y mejorar los recursos naturales renovables, que afectan la producción agrícola, ganadera y forestal, preocupándose de controlar la contaminación de las aguas de riego, conservar la flora y fauna silvestre y mejorar el recurso suelo, con el fin de prevenir la erosión y mantener su productividad.

Para cumplir con estos objetivos cuenta con una serie de normas relacionadas con la subdivisión y cambio de uso de suelo, programa de recuperación de suelos degradados, además de promover la aplicación de medidas de manejo de los residuos líquidos y de residuos sólidos orgánicos aplicados al suelo, aplicable al digestato.

4.2.5 Energía

4.2.5.1 Superintendencia de Electricidad y Combustibles – SEC

Principal agencia pública responsable de supervigilar el mercado de la energía en cuanto al cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, y que las antes citadas operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o cosas.

Es responsabilidad de la SEC fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normativas, otorgar las concesiones provisionales de plantas productoras de gas, de centrales productoras de energía eléctrica, de subestaciones eléctricas, de líneas de transporte y de líneas de distribución de energía eléctrica, resolver conflictos, autorizar servidumbres, amonestar, aplicar multas, entre otras, de acuerdo a la Ley N° 18.410.

Evaluación SEIA

La SEC si bien participa en el sistema SEIA, por definición de la institución, no evalúa los proyectos en su ámbito ambiental, relacionados con su competencia en las áreas de electricidad y combustibles, entre los cuales se encuentran los proyectos de biogás. En tal caso, emite oficios de no participación, sin embargo, señala las obligaciones que debe seguir todo proyecto antes de su puesta en servicio, que son trámites independientes de la evaluación y aprobación ambiental, y de obligado cumplimiento, entre ellos el registro de los proyectos en SEC, a través de un instalador autorizado, y a partir del 2 de agosto de 2017, el cumplimiento con el D.S. N° 119 de 2016, del Ministerio de Energía, para todos los proyectos de biogás.

Marco Normativo:

Ley N° 18.410:

Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, estableciendo sus funciones y ámbitos de competencia. Según esta Ley, el objeto de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles será fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, y que las antes citadas operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o cosas.

Le faculta entre otras materias a fiscalizar en las instalaciones y servicios eléctricos, de gas y de combustibles líquidos, el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los decretos de concesión.

Normativa de una planta de generación eléctrica en base a biogás

En materias de seguridad de su competencia, respecto de la normativa eléctrica de un proyecto de biogás, la SEC le corresponde fiscalizar los siguientes cuerpos normativos:

D.F.L. 4/20.018 del 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, "Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto de Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica".

D.S. N° 327 de 1997, del Ministerio de Minería, "Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos".

D.S. 4188/1955, del Ministerio del Interior, aprobatorio del "Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes", NSEG 5. E.n. 71, Electricidad. "Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes".

D.S. 1261/1957, del Ministerio del Interior, aprobatorio de la Norma NSEG 6 E.n. 71. Electricidad. "Cruces y Paralelismos de Líneas Eléctricas".

D.S.115/2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, aprobatorio de la "Norma Técnica NCh Elec. 4/2003, Instalaciones de Consumo en Baja Tensión y deroga en lo pertinente, el decreto número 91, de 1984".

D.S.244/2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que "Aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos"

Resolución Exenta N° 610, de 1982, de SEC "Prohíbe el uso de PCB en equipos eléctricos 1982".

Norma NCh Elec 10/1984. Electricidad. "Trámite para la puesta en servicio de una instalación interior".

Normativa de diseño, construcción y operación de una planta de biogás

En materias de seguridad de su competencia, respecto de la normativa de diseño, construcción y operación de una planta de biogás, le corresponde fiscalizar los siguientes cuerpos normativos:

DFL N° 1 de 1979, del Ministerio de Minería, Modificado por Ley 20.339: Establece un Registro en el que deberán inscribirse las personas que produzcan, importen, refinan, distribuyan, transporten, almacenen, abastezcan o comercialicen petróleo, combustibles derivados del petróleo, biocombustibles líquidos, gases licuados

combustibles y todo fluido gaseoso combustible, como gas natural, gas de red y biogás. El Registro será llevado por la SEC, por lo que es obligación de toda planta de biogás registrarse en la SEC, a través de los procedimientos que ésta ha establecido.

Decreto Supremo N° 119 de 2016, del Ministerio de Energía: Aprueba reglamento de seguridad en las plantas de biogás en Chile. Este nuevo decreto establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las plantas de biogás, en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y término definitivo de operaciones, en las que se realizarán indistintamente las actividades de recepción, preparación y almacenamiento de sustrato; producción, almacenamiento, transferencia, tratamiento, suministro, uso o consumo de biogás, y demás actividades relacionadas, así como las obligaciones de las personas naturales y jurídicas que intervienen en dichas actividades a objeto de desarrollarlas en forma segura.

Las instalaciones donde se realicen las actividades de uso o consumo del biogás proveniente de rellenos sanitarios, deberán regirse por las disposiciones de este reglamento.

Responsabilidades propietarios u operadores:

Los propietarios u operadores de plantas de biogás, según corresponda, serán los responsables de dar cumplimiento a las disposiciones contenidas en el reglamento, siendo responsables de someterlas a certificación e inspección periódica, de acuerdo a los procedimientos y periodicidad que establezca la SEC.

Los propietarios u operadores según corresponda, sólo podrán encomendar el diseño de proyectos, la construcción, modificación y reparación de plantas de biogás a instaladores de gas autorizados por la SEC.

Deberán velar para que el diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y término definitivo de operaciones de las plantas de biogás se ajusten a las disposiciones legales, reglamentarias y técnicas sobre la materia.

Los operadores deberán velar por la correcta operación de las plantas de biogás, incluyendo la recepción, preparación y almacenamiento de sustrato, producción, almacenamiento, transferencia, tratamiento, suministro y uso o consumo de biogás, a objeto de desarrollar las actividades en forma segura, controlando toda clase de riesgos que la operación presente para las personas o las cosas.

Los instaladores de gas deberán elaborar, ejecutar y/o supervisar el diseño y construcción de las plantas de biogás de acuerdo a las disposiciones de este reglamento y a las normas, códigos o especificaciones nacionales o extranjeras, así como a las prácticas recomendadas de ingeniería internacionalmente reconocidas.

Los instaladores de gas deberán verificar, antes de la inscripción correspondiente, que las plantas de biogás cumplen con las estipulaciones de este reglamento.

Los instaladores de gas deberán considerar los proyectos de otras especialidades, tales como ingenierías de especialidad civil, eléctrica o mecánica, asociados a la planta de biogás, con el propósito de cumplir con los requisitos de seguridad que se establecen en este reglamento.

4.3 Permisos para la conexión a la red de plantas de biogás.

4.3.1 Generalidades sobre la Ley

En el año 1982, con la promulgación de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), Chile crea las bases de un sistema eléctrico de carácter competitivo, pionero a nivel

internacional. El marco reglamentario asociado ha sido perfeccionado a través de los años, manteniendo su definición original de un sistema operado a mínimo costo global.

Los cambios a la LGSE, oficializados en marzo de 2004 mediante la Ley 19.940, modifican un conjunto de aspectos del mercado eléctrico que afecta a todos los medios de generación, introduciendo elementos especialmente aplicables a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Asimismo, el 1 de abril de 2008 entró en vigencia la Ley 20.257, que establece la obligación para las empresas eléctricas que efectúan ventas a clientes finales de que un porcentaje de la energía comercializada provenga de ERNC. Mediante esta ley, aprobada por unanimidad en su último trámite legislativo, se consolidan los esfuerzos emprendidos por el Estado de Chile para remoción de barreras a la incorporación de las ERNC a la matriz de generación eléctrica nacional, como una forma de aportar a los objetivos de seguridad de suministro y sustentabilidad ambiental que rigen la política energética chilena.

Las leyes y los reglamentos asociados a este proceso se han traducido en señales de precio y modelos de negocio que son captados por los tomadores de decisión en el mercado eléctrico.

Estas señales también son percibidas por posibles inversionistas de proyectos ERNC, tanto aquellos actualmente presentes en el mercado eléctrico nacional como nuevos inversionistas. Lo anterior se ha manifestado en un proceso de desarrollo de proyectos de ERNC en los sistemas eléctricos nacionales.

4.3.2 Marco regulatorio para las ERNC:

El marco normativo del sector eléctrico chileno, cuyos hitos principales, en relación a las ERNC, se detallan en la Figura 6-2, en su origen no realizó una distinción normativa para las energías renovables no convencionales.

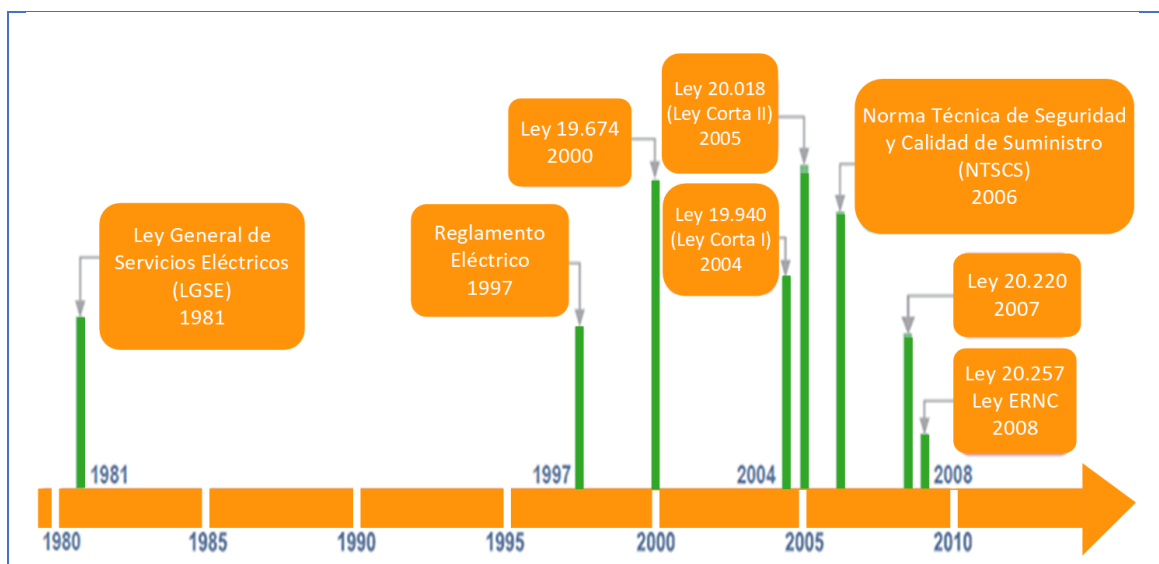


Figura 4-2: Cronología del proceso normativo

Fuente: Las Energías Renovables No Convencionales en el mercado eléctrico chileno – CNE-GTZ. 2009

Sin embargo, las modificaciones de la LGSE, oficializadas en marzo de 2004 mediante la Ley 19.940, modificaron un conjunto de aspectos del mercado de generación eléctrica que afecta a todos los medios de generación, introduciendo elementos especialmente aplicados a las ERNC. Se abre el mercado spot y se asegura el derecho a conexión a las redes de distribución a pequeñas centrales, tamaño en el

que normalmente se encuentran muchas ERNC, con lo que aumentan las opciones de comercialización de la energía y potencia de dichas centrales.

Adicionalmente, se establece una exención de pago de peajes por el sistema de transmisión troncal para los MGNC, medios de generación cuya fuente sea no convencional, (con un tratamiento diferenciado para unidades menores a 9 MW de las mayores a 9 MW y hasta 20 MW). Al respecto cabe mencionar que para aquellas unidades con potencia entre 9 y 20 MW, la exención de peajes se determina mediante un ajuste proporcional, siendo completa (100%) para 9 MW y nula para medios de generación con 20 MW o más. Lo anterior, junto con ser un beneficio para esas fuentes, es un reconocimiento de una externalidad positiva debido al bajo impacto que ellas tendrán sobre los sistemas de transmisión y sobre las inversiones asociadas a su ampliación.

4.3.2.1 Decreto con Fuerza de Ley N° 4, Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)

Regula la producción, transporte, distribución, concesiones y tarifas de energía eléctrica. Este cuerpo legal incluye el régimen de concesiones, servidumbres, precios, condiciones de calidad y seguridad de instalaciones, maquinarias e instrumentos y las relaciones de las empresas con el Estado y los particulares.

La Ley General de Servicios Eléctricos y su reglamentación complementaria, determinan las normas técnicas y de seguridad por las cuales debe regirse cualquier instalación eléctrica en el país.

4.3.2.2 Ley de ERNC (Ley 20.257):

Las disposiciones principales de la ley son:

Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (es decir, el SING y el SIC) para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deberá acreditar que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.

Entre los años 2010 y 2014, la obligación de suministrar energía con medios renovables no convencionales será de 5%. A partir de 2015, este porcentaje se incrementará en 0,5% anual, hasta llegar al 10% en el año 2024. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera, que los retiros afectos a la obligación el año 2015, deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% provisto, como muestra la Figura 6-3.

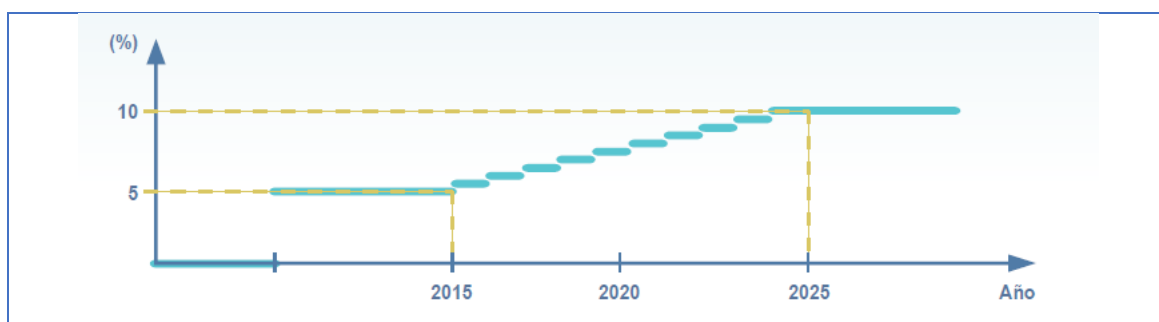


Figura 4-3: Obligaciones anuales establecidas en la Ley 20.257

Fuente: Las Energías Renovables No Convencionales en el mercado eléctrico chileno – CNE-GTZ.
2009

La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada MWh de déficit.

Esta obligación regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.

Las obligaciones pueden acreditarse con indiferencia del sistema interconectado en que se realicen las inyecciones (SIC o SING), es decir, una empresa que suministra energía en el SIC puede usar ERNC producida en el SING para fines de acreditación, para lo cual la ley establece la coordinación necesaria de los CDEC.

Cualquier empresa eléctrica que exceda su obligación de inyecciones de energía renovable no convencional podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos.

Es importante notar que el cumplimiento de esta ley sólo es válido para ERNC producida por instalaciones que se hayan conectado al sistema a partir del 1 de enero de 2007.

Sólo para los efectos de la acreditación de la obligación establecida en la ley, se reconocen también parte de las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40 MW, aun cuando los proyectos hidroeléctricos superiores a 20 MW no son definidos como ERNC en la ley. Este reconocimiento corresponde a un factor proporcional que es nulo para potencias iguales o mayores a la potencia señalada.

La siguiente

Figura 4-4 resume el esquema aplicable:

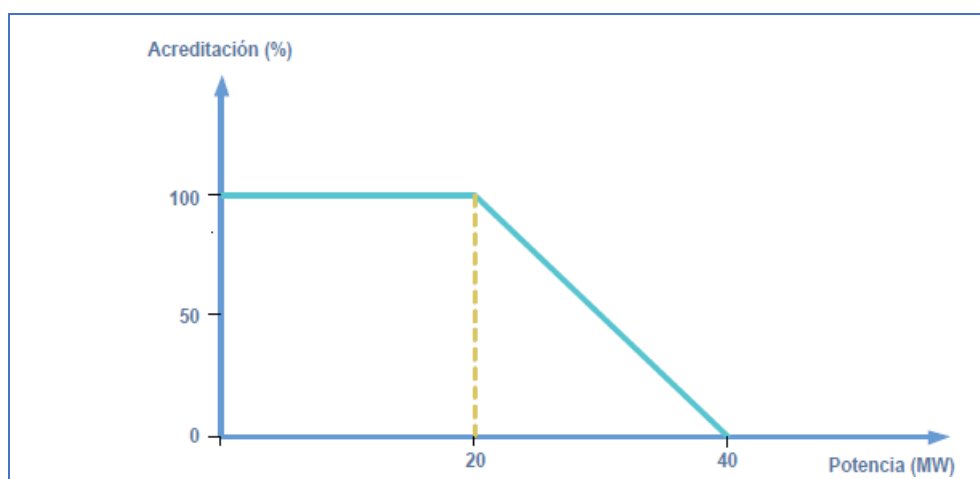


Figura 4-4: Mecanismo de acreditación de excedentes para unidades hidráulicas

Fuente: Las Energías Renovables No Convencionales en el mercado eléctrico chileno – CNE-GTZ.
2009

Finalmente, es importante notar que los elementos introducidos por la Ley 20.257 crean una demanda por energía renovable no convencional dentro del sector eléctrico con lo que se introducen nuevos intercambios económicos entre las empresas a nivel del mercado mayorista.

4.3.2.3 Ley corta I (Ley 19.940)

Tiene como principal objetivo brindar a los consumidores mayores niveles de seguridad y calidad de suministro a precios razonables y dotar al sector eléctrico de un marco reglamentario moderno y eficiente que otorgue la certidumbre y estabilidad necesaria en las reglas del juego a un sector estratégico para el desarrollo del país.

- El cálculo de los precios de nudo (PN) tiende a entregar valores estabilizados por la vía de disminuir la banda de variación del precio de nudo respecto a lo observado en el segmento de los contratos con clientes libres. Anteriormente se admitía que el PN se ubicara en torno al 10% del precio libre, quedando la banda modificada por la nueva Ley en torno al 5%.
- Se amplía el mercado no regulado rebajando el límite de caracterización de clientes libres desde 2.000 kW a 500 kW.
- Se precisan las normas de peajes que permiten a oferentes distintos de las distribuidoras el acceso a clientes libres ubicados en las zonas de concesión de éstas últimas.
- Se introduce el mercado de servicios complementarios, estableciendo la transacción y valoración de recursos técnicos que permiten mejorar la calidad y seguridad de servicios.
- Se reformó el mecanismo de cálculo de tarifas en sistemas de tamaño mediano (entre 1.500 kW y 200 MW de capacidad instalada). Específicamente, esto atañe a los sistemas del sur del país, Aysén y Magallanes.
- Se mejoran considerablemente las condiciones para el desarrollo de proyectos de pequeñas centrales de energía no convencional, principalmente energías renovables, por medio de la apertura de los mercados eléctricos a este tipo de centrales, del establecimiento del derecho a evacuar su energía a través de los sistemas de distribución y de la posible exención del pago de peajes por el uso del sistema de transmisión troncal.
- Se establece un mecanismo de solución de controversias en el sector eléctrico, tanto entre las empresas y la autoridad, como entre empresas, a través del establecimiento del Panel de expertos.
- Se introduce la posibilidad de reconocer, tanto en el sistema de precios como en las transacciones, la existencia de subsistemas dentro de un sistema eléctrico para efecto de establecer los requerimientos de nueva capacidad de generación en forma separada.

4.3.2.4 Ley corta II (Ley 20.018)

Permite la licitación de contratos a largo plazo por parte de las empresas distribuidoras y precios superiores al precio de nudo y no sujetos a la variación de éste.

- Amplía la banda de ajuste de precios regulados con respecto a precios libres.
- Creación de un mercado que permita a las generadoras dar incentivos para que los clientes que consumen menos de 2 MW regulen su consumo.
- La falta de suministro de gas argentino no constituye causa de fuerza mayor.

4.3.2.5 Ley de Generación Distribuida (Ley 20.571)

Esta Ley otorga el derecho a los clientes de las empresas distribuidoras a generar su propia energía en base a ERNC y cogeneración eficiente, autoconsumirla y vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica a un precio regulado. Válida para proyectos posean **rangos de generación inferiores a 100 kW**. Plantas pequeñas de

biogás estratificación del Reglamento de seguridad de plantas de biogás (D.S. 119/2017).

Las inyecciones realizadas bajo esta ley serán valorizadas al precio que las empresas de distribución traspasan a sus clientes conforme a los precios regulados fijados por decreto. En el caso de tarifas distintas a la tarifa BT1, el costo de consumir energía desde la red y el valor al que se valoriza la energía inyectada hacia la red es exactamente el mismo. Para el caso de la tarifa BT1, el costo de consumir energía desde la red es mayor al valor al que se valorizan las inyecciones realizadas. Esto se debe a que el costo de consumir energía desde la red para un cliente residencial involucra otros pagos adicionales como el pago de la infraestructura de distribución, los cuales no deben ser remunerados a las inyecciones de un generador distribuido (debido a que el generador distribuido no aporta con infraestructura de distribución a la red). No obstante, cualquiera sea el caso, el valor de las inyecciones será siempre el mismo que el costo de la energía que la distribuidora compra a sus proveedores de energía y por tanto, el precio que traspasa a los clientes regulados por este concepto.

El pago por las respectivas inyecciones de energía será descontado de la facturación del mes correspondiente y en caso de existir un remanente, se trasladará a los meses siguientes, ajustados según el IPC.

Todo sistema de generación eléctrica que busque acogerse a esta ley, debe ser declarado ante la SEC por un Instalador Autorizado, y debe contener además los detalles técnicos de la instalación, así como de los productos a utilizar. Posteriormente, la SEC fiscaliza la Instalación y si ésta cumple con los requerimientos técnicos, autoriza su funcionamiento, tras lo cual, el propietario debe notificar la conexión de su sistema de generación a la red de la empresa de distribución eléctrica.

4.3.2.6 Reglamentos

Decreto Supremo N° 327: Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos

Se trata de una reglamentación orgánica que busca contemplar todos los aspectos normados en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), derogando disposiciones contenidas en normativas dispersas y parciales.

Esta reglamentación comprende los aspectos de concesiones, permisos y servidumbres, relaciones entre propietarios de instalaciones eléctricas, clientes y autoridad, así como interconexión de instalaciones e instalaciones y equipo eléctrico. También incluye aspectos de calidad de servicio, precios, multas y sanciones.

Decreto Supremo N° 244: Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación

PMG: Pequeños medios de generación con excedentes de potencia suministrables al sistema igual o menores a 9.000 kW, conectados a instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, de Sub-transmisión o Adicionales.

PMGD: Pequeños medios de generación con excedentes de potencia suministrables al sistema igual o menores a 9.000 kW, cuya conexión se realiza directamente o por líneas adicionales a sistemas de distribución.

Fija disposiciones a empresas que posean medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores a 9 MW (PMG, PMGD) y/o se basen en una fuente no convencional (MGNC) con excedentes de potencia inferiores a 20 MW.

En particular, establece procedimientos y condiciones para la conexión, mantenimiento e intervención de las instalaciones, determinación de los costos de las obras

adicionales para la conexión, régimen de operación, remuneración y pagos, medición y facturación.

Consideraciones pequeños generadores

En julio del año 2016 se emitió la última actualización a la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO), que presenta la figura para ingreso al sistema de *PMGD INS* (Pequeño Medio de Generación de Impacto No Significativo), que se prospecta como una oportunidad que facilitaría de conexión a proyectos en este rango de generación, además de disminuir los costos en estudios y en inversión inicial para conexión a la red.

A continuación, se presentan las dos figuras de conexión para un PMGD INS (< 500 kW). La Figura 4-5 representa la venta directa a la red de distribución, en cualquier formato comercial, ya sea PPA, venta precio spot, venta de energía a precio estabilizado, etc. No contempla autoconsumo.

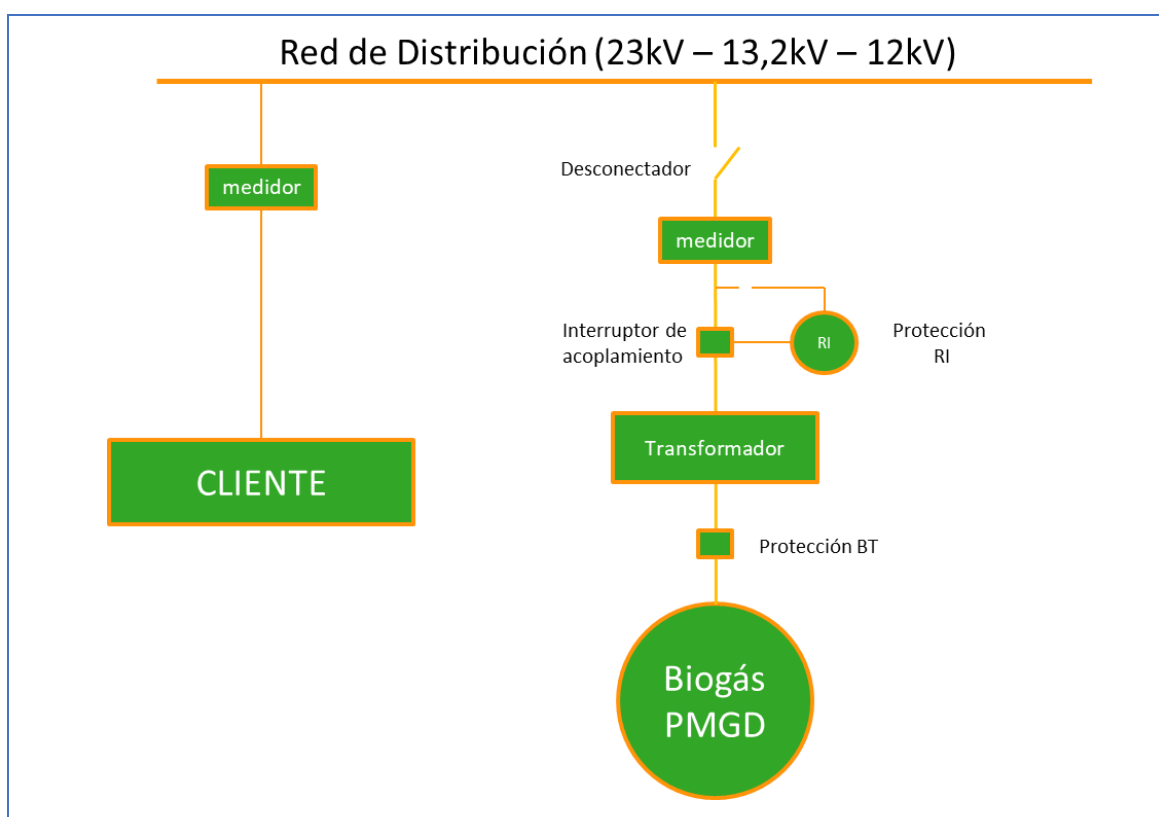


Figura 4-5: Esquema de conexión al sistema de Distribución PMGD INS

Fuente: Elaboración propia

La Figura 6-6 presenta el esquema de conexión de un PMGD INS con autoconsumo, ambas figuras contemplando los requerimientos de la Norma Técnica.

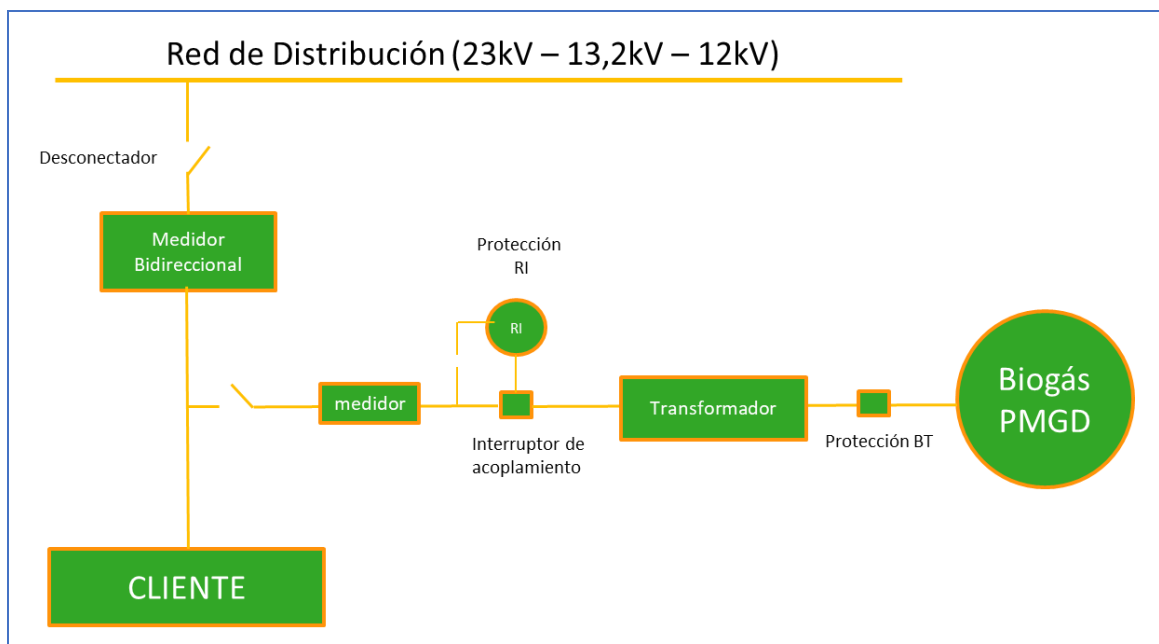


Figura 4-6: Esquema de conexión al sistema de Distribución PMGD INS con autoconsumo
Fuente: Elaboración propia



Figura 4-7: Fotografía sistema de conexión a la red de un PMGD
Fuente: Gentileza Sr. Francisco Beltrán Jara

Decreto Supremo N° 62: Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras Establecidas en la LGSE

Regula las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico, y que resulten de la coordinación de la operación que establece la LGSE. Los títulos de interés son: Definiciones, antecedentes e información a utilizar, potencia máxima y control estadístico, asignación de potencia de suficiencia, potencia inicial; potencia preliminar, potencia definitiva, margen de reserva teórico, balance de inyecciones y retiros, compromisos de demanda, balance físico, balance valorizado.

De acuerdo a lo establecido en la LGSE, este reglamento no es aplicable hasta que no se promulgue la reglamentación correspondiente a los servicios complementarios.

4.3.2.7 Normativa técnica

Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSCS) para el SING y SIC

Norma las exigencias generales necesarias para el cumplimiento de los requisitos mínimos de Seguridad y Calidad de Servicio asociadas al diseño y coordinación de la operación de los sistemas eléctricos que operan interconectados, según lo establece la LGSE y su reglamentación vigente.

Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de PMGD en Media Tensión (MT)

Establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los PMGD en redes de MT de Empresas Distribuidoras o empresas de distribución que utilicen bienes nacionales de uso público.

4.3.2.8 Otros

Decreto Supremo N° 26: Medidas para evitar, reducir y administrar déficit de generación en el SIC, en ejecución del artículo 163 de la LGSE

Fija disposiciones con el objeto de evitar, manejar, disminuir o superar el déficit de generación que se puedan producir y preservar la seguridad en el SIC.

Este reglamento dispone que, bajo condiciones de déficit, los PMGD no están obligados a cumplir con el procedimiento de conexión descrito en el D.S. 244 y sólo basta la confirmación técnica de la empresa distribuidora y el envío de la notificación a la SEC.

Decreto N° 99 / N° 188: Fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten los concesionarios de servicio público de distribución que señala

El decreto fija peajes en distribución aplicables al servicio de transporte prestado por concesionarios de distribución.

4.3.2.9 Permisos y trámites ante la empresa eléctrica

Tramitación de permisos técnicos

El procedimiento de conexión y el permiso para entrar en operación dependen del sistema en el cual se conecte el generador ERNC.

Conexión a redes de distribución

a) Conexión PMGD

La Figura 6-8 muestra el procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD, sin ser necesaria una distinción entre ERNC y convencional. Este procedimiento se puede diferenciar en dos fases principales. Estas fases se describen más adelante.

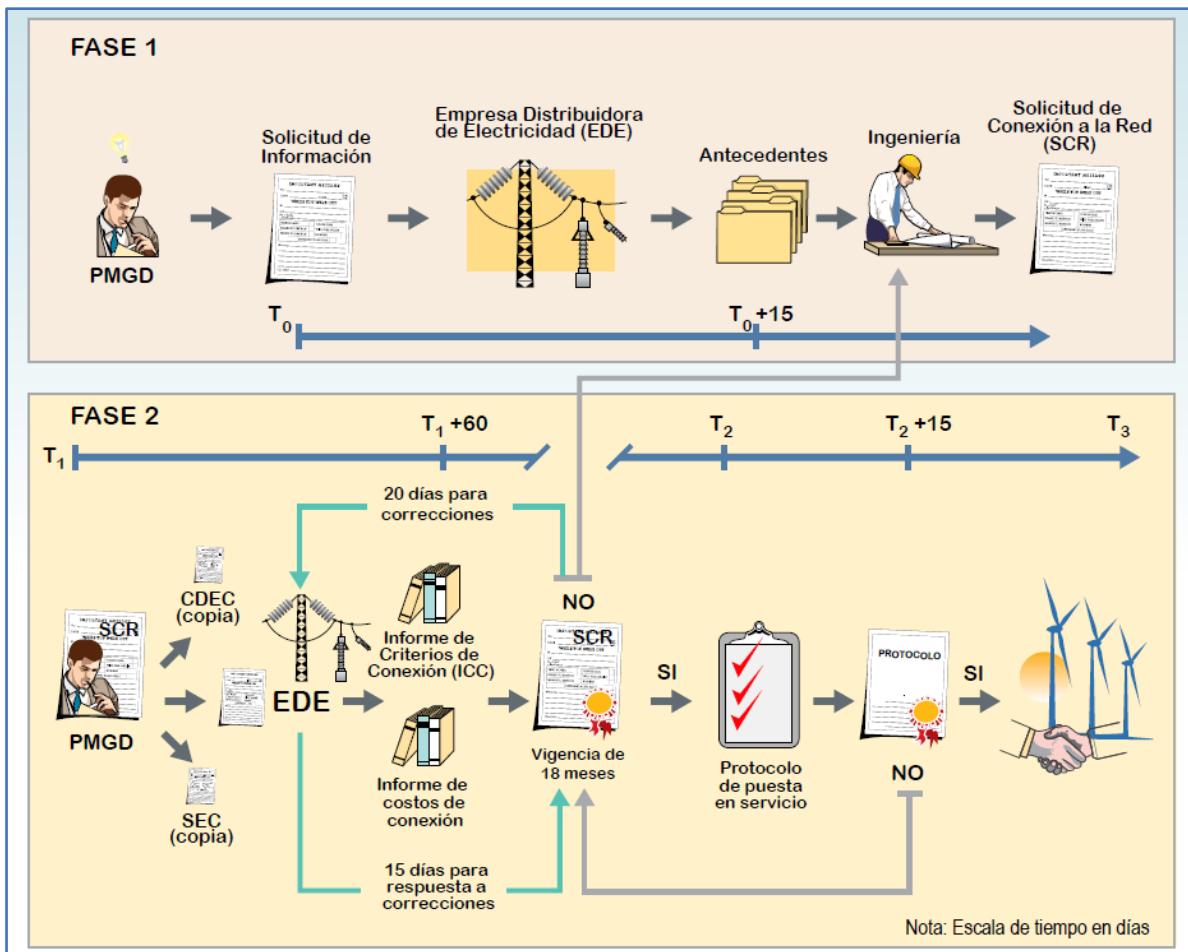


Figura 4-8: Procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD

Fuente: Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno – CNE-GTZ. (2009)

Fase 1

Un interesado en conectar un PMGD a la red de media tensión de un sistema de distribución deberá informar por escrito su intención a la respectiva empresa distribuidora, adjuntando los antecedentes establecidos en la reglamentación vigente. Dichos antecedentes deben ser entregados llenando la “Solicitud de Información de las Instalaciones”. Una copia del formulario de solicitud de información con los antecedentes completos deberá ser remitida por el interesado a la SEC.

La empresa distribuidora proporcionará al interesado los antecedentes de sus instalaciones de distribución que resultan relevantes para el diseño y la operación del PMGD que solicita la conexión al sistema de distribución dentro de un plazo máximo de 15 días. Dichos antecedentes deberán contener:

1. Plano geo-referenciado mostrando la identificación, características técnicas a lo largo del trazado y la ubicación de los puntos singulares del alimentador de distribución.
2. Los puntos singulares mínimos a identificar son: equipos de maniobra, equipos de interrupción, equipos de compensación, puntos de derivación, puntos donde se ubican otros equipos de protección, control y comunicaciones, y puntos de conexión de los usuarios del sistema de distribución (SD).
3. Las secciones y tipos de conductor existentes en cada segmento del trazado de la red de media tensión.

4. La demanda de diseño del alimentador en la cabecera.
5. Los proyectos de inversión relevantes que afectarán la información proporcionada sobre el alimentador, incluyendo ampliaciones o modificaciones de éste, para un horizonte de 18 meses, a partir de la fecha de solicitud de los antecedentes.
6. La capacidad de cortocircuito de la subestación que abastece al alimentador, calculada considerando las ampliaciones o modificaciones previstas en el número anterior.

Una vez recibida la información de la empresa de distribución, el interesado puede desarrollar la ingeniería de su proyecto. Concluida la determinación del punto de conexión al sistema y el desarrollo de la ingeniería respectiva, el interesado en el proyecto elaborará la Solicitud de Conexión a la Red (SCR). La SCR deberá contener como mínimo:

1. Plano de ubicación de las instalaciones, incluyendo la designación y límites del terreno.
2. Disposición y diagrama unilíneal de todas las instalaciones eléctricas, con los datos de los equipos considerados, incluyendo posibles líneas y subestaciones en media tensión, de unión con el cliente mismo, longitudes de cables y líneas, esquemas de subestaciones.
3. Datos eléctricos de los transformadores que se emplearán en la conexión al SD.
4. Descripción de las protecciones, especificando tipo, fabricante, conexión y funciones.
5. Corriente de cortocircuito en el punto de conexión al SD de media tensión.
6. Descripción del tipo y forma operativa de la máquina motriz, generador y eventualmente inversor o convertidor de frecuencia, así como de la forma de conexión al SD, incluyendo hojas de datos y protocolos de pruebas.
7. En el caso de inversores y convertidores de frecuencia: protocolos de pruebas o antecedentes similares sobre las armónicas superiores e intermedias esperadas. En el caso de centrales eólicas: certificados, protocolos de pruebas o antecedentes similares sobre las características eléctricas.
8. Informe acerca del impacto del PMGD en el punto de repercusión asociado.
9. Información sobre controladores de frecuencia y voltaje, con sus rangos de operación, y del sistema de control y protecciones.

Fase 2

Elaborada la Solicitud de Conexión a la Red (SCR), el interesado deberá presentarla ante la empresa distribuidora respectiva y enviar una copia a la SEC y al Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) que corresponda dentro de los 3 días siguientes a su presentación ante la empresa distribuidora.

- En un plazo máximo de dos meses contados desde la fecha de presentación de la SCR por parte del interesado, la empresa distribuidora deberá remitir, con copia a la SEC, los siguientes informes:
- ICC (Informe de Criterios de Conexión), donde manifieste el acuerdo o desacuerdo con lo consignado en la SCR presentada por un interesado o propietario de un PMGD. Este informe deberá contener los antecedentes técnicos que sustentan la posición de la empresa distribuidora.

- Adicionalmente, la empresa distribuidora podrá emitir un informe de costos de conexión, en el caso que desee justificar que los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD son mayores a los ahorros por la operación de un PMGD.
- En la elaboración de los informes anteriores, la empresa distribuidora deberá considerar en todo momento los requerimientos necesarios para mantener los estándares de calidad de suministro en su red.

En caso de la no aceptación de la SCR por parte de la empresa distribuidora, el usuario deberá seleccionar otro punto de conexión y realizar una nueva ingeniería del proyecto. Si por el contrario existe disconformidad del interesado con los informes de la distribuidora, éste podrá presentar una solicitud de correcciones a dichos informes, en la cual incluya los antecedentes que fundamentan su disconformidad. Dicha solicitud deberá ser remitida tanto a la empresa distribuidora como a la SEC, en un plazo máximo de 20 días de recibidos los informes de parte de la empresa distribuidora. La empresa distribuidora deberá responder a la SCR en un plazo no superior a 15 días corridos desde la fecha de su recepción, junto con el ICC y el informe de costos de conexión, los cuales deberán incorporar todas las modificaciones efectuadas a partir de los antecedentes presentados en la mencionada solicitud de correcciones.

En el caso de ser aceptada, ésta tendrá una vigencia de 18 meses contados desde la recepción del ICC por parte del interesado o propietario de un PMGD.

- Antes del inicio de la operación sincronizada del PMGD, se deberá efectuar el Protocolo de Puesta en Servicio, el que se refiere al conjunto de pruebas de carácter técnico necesarias para aprobar la puesta en servicio de las instalaciones. Éste será remitido a la empresa distribuidora para su evaluación, la que deberá dar su conformidad en un plazo máximo de 15 días corridos desde la recepción del mismo.
- Una vez realizado el Protocolo de Puesta en Servicio definido en la NTCO, la empresa distribuidora podrá postergar la conexión del PMGD al SD en caso de que se verifique un incumplimiento de los antecedentes consignados en la SCR, sólo hasta que se corrija la situación que justifica la postergación. En caso de no adoptar la postergación señalada, la empresa respectiva lo comunicará por escrito al propietario del PMGD, con copia certificada a la SEC, indicando los elementos o sistemas que se encuentran en disconformidad de acuerdo a lo establecido en el protocolo.
- Previo a la entrada en operación del PMGD, el propietario del PMGD deberá enviar a la SEC una copia del Protocolo de Puesta en Servicio, aceptado por la empresa correspondiente. Una vez cumplido lo anterior, el PMGD podrá iniciar su operación.

b) Conexión Ley de Generación Distribuida (20.571)

En cuanto al proceso de conexión de los proyectos que se acogen a la Ley de Generación Distribuida se puede comentar que es un proceso simplificado en comparación con el proceso de conexión de PMGD.

Como ya se ha mencionado todo sistema de generación eléctrica que busque acogerse a esta ley, debe ser declarado ante la SEC por un Instalador Autorizado. A continuación, se presenta el esquema de procesos de conexión a redes de distribución Ley 20.571.

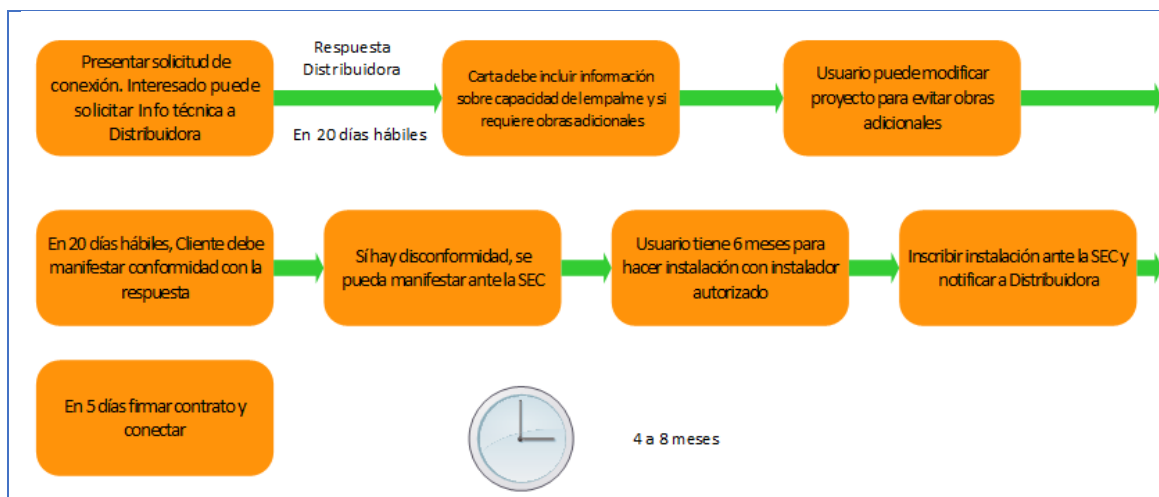


Figura 4-9: Esquema de proceso de conexión a la red para proyectos según Ley 20.571

Fuente: Adaptado ACESOL

4.4 Permisos ante la SEC (registro del proyecto)

4.4.1 Procedimiento de Inscripción de Plantas de Biogás

Todas las personas (natural o jurídica) que produzcan, importen, refinen, distribuyan, transporten, almacenen, abastezcan o comercialicen fluidos gaseosos combustibles, tales como el biogás, deben registrarse ante la SEC.

El registro se aplica a toda instalación, sin importar el tamaño de ésta (industrial o domiciliaria), o el uso que se le dé al biogás (generación eléctrica y/o térmica, quema, combustible).

A partir del 2 de Agosto de 2017, ha entrado en vigencia el Reglamento de Seguridad para Plantas de Biogás e Introduce Modificaciones al Reglamento de Instaladores de Gas (D.S. N° 119), por lo que cualquier instalación de biogás, nuevas o en operación, que no se encuentre inscrita previo a la fecha de entrada en vigencia de dicho reglamento, deberá acogerse a la nueva normativa.

En la actualidad, la SEC está trabajando en la emisión del nuevo procedimiento de registro de plantas de biogás acogidas en el reglamento, las cuales deben ser diseñadas, construidas y operadas para su cumplimiento.

Como antecedente, se detalla a continuación la información requerida en el procedimiento de inscripción previo a la entrada en vigencia del nuevo reglamento (Resolución Exenta SEC N° 014841):

- Documentación administrativa (estatutos sociales, personería jurídica, etc.)
- Ingreso de tres (3) carpetas con los antecedentes requeridos y sus correspondientes formularios TCB1, más un CD, con la siguiente documentación:
 - Un (1) formulario TCB1 “Declaración de Plantas de Biogás”.
 - Una (1) descripción general de la instalación.
 - Un (1) plano con descripciones generales de las instalaciones, donde se señale la ubicación de la Planta de Biogás que se está registrando.
 - Fuentes de abastecimientos de los productos objeto del giro.

En la actualidad la SEC está trabajando en la emisión del nuevo procedimiento de registro de plantas de biogás, debido a la entrada en vigencia del D.S. N° 119, de

2016, debido a que dichas plantas deben ser diseñadas, construidas y operadas en cumplimiento con dicho reglamento.

4.4.2 Licencia Clase 4:

El D.S N° 119, de 2016, modificó el D.S. N°191, de 1996, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, que Aprueba el reglamento de instaladores de gas, creando la figura del instalador de gas para diseñar, ejecutar Los poseedores de estas licencias podrán diseñar, proyectar, ejecutar y/o mantener las instalaciones de gas tipo 4.

Las Instalaciones de Gas tipo 4, corresponden a las instalaciones donde se desarrollan, indistintamente, las actividades de recepción, preparación y almacenamiento de sustrato, producción, almacenamiento, tratamiento, transferencia, suministro y uso o consumo de biogás.

El instalador de gas tipo 4, debe ser autorizado por la SEC, debiendo cumplir con:

- a) Poseer el título de ingeniero civil o ingeniero de ejecución, en las especialidades mecánica o química.
- b) Certificado de aprobación de curso relacionado con el diseño y construcción de instalaciones de biogás con un mínimo de 27 horas cronológicas, impartido por una universidad, instituto profesional, centro de formación técnica, empresa de ingeniería u otro organismo o entidad que en su giro se encuentre la capacitación técnica, o bien, un certificado de experiencia laboral en materias de diseño y construcción u operación de instalaciones de biogás, emitido por empresas relacionadas con el diseño y construcción u operación de instalaciones de biogás, que respalden su experiencia de al menos un año en dichas materias; y
- c) Haber aprobado un examen de competencia ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en materias de diseño y construcción u operación de instalaciones de biogás, de acuerdo al procedimiento técnico de competencias y de control que defina la Superintendencia. Este organismo podrá suscribir, de conformidad a la ley, un convenio en virtud del que una persona jurídica, de derecho público o privado, tomará el mencionado examen.



Módulo 5 - Generación Eléctrica

5 Generación Eléctrica

El principio general de la producción de energía eléctrica, es la transformación de la energía química contenida en un combustible a energía mecánica, para posteriormente esta última ser convertida en energía eléctrica. Para la transformación de la energía química a mecánica en el presente apartado se profundizará en el uso de turbinas o motores de combustión. Estos dispositivos se encontrarán acoplados a un generador, el cual por medio del giro de un rotor en un estator transformará la energía mecánica en energía eléctrica, para posteriormente forzar dicha energía a través de conductores y entregarla en un punto de consumo determinado, sea este punto para auto abastecimiento o entrega a un sistema eléctrico.

5.1 Equipos de generación eléctrica

Se entiende por generador industrial al conjunto de equipos que posibilitan la generación de energía eléctrica. Estos están compuestos por 8 partes internas esenciales:

- **Motor o turbina:** Corresponde al dispositivo encargado de transformar la energía química contenida en el combustible a energía mecánica.
- **Alternador:** Encargado de producir la electricidad de salida forzando el movimiento de las cargas a partir de la energía mecánica suministrada. Posee componentes magnéticos que mediante el movimiento mecánico provoca campos magnéticos y eléctricos.
- **Sistema de alimentación de combustible:** Realiza el aporte de combustible para mantener la operación normal del generador. Para combustibles líquidos, se compone principalmente por una bomba impulsora, un tubo de ventilación y el inyector, el cual mantiene el flujo de combustible al generador, mientras que para combustibles gaseosos, el suministro de combustible al inyector viene dado por una pre compresión del combustible.
- **Regulador de voltaje:** Tal y como lo representa su nombre, corresponde al dispositivo que permite regular el voltaje de salida del sistema.
- **Enfriamiento:** Dispositivo de eliminación del exceso de calor producido. A diferencia de los generadores convencionales, los equipos de cogeneración utilizan la energía térmica sobrante, proporcionando eficiencias globales sustancialmente mayores.
- **Escape:** Sistema de eliminación de subproductos de la combustión.
- **Lubricación:** Sistema de circulación y rocío de aceite sobre las partes móviles con el fin de disminuir las pérdidas por fricción y ayudar a la refrigeración de los equipos.
- **Batería:** Junto con la estación de carga, proporciona un voltaje de flotación al sistema, ya sea para el sistema de arranque o control.

5.1.1 Generación con turbina y microturbinas

*“Una turbina de gas es un motor térmico rotativo de combustión interna, donde a partir de la energía aportada por un combustible se produce energía mecánica y se genera una importante cantidad de calor en forma de gases calientes y con un alto porcentaje de oxígeno”.*³⁹

Generalmente las plantas con turbina de gas se utilizan para cubrir cargas puntuales, como sistema de respaldo o bien, si se tiene acceso a un combustible barato, para

³⁹ www.turbinasdegas.com

cubrir la carga base. Los componentes básicos de una planta con turbina de Biogás son: un compresor, una cámara de combustión y una turbina.

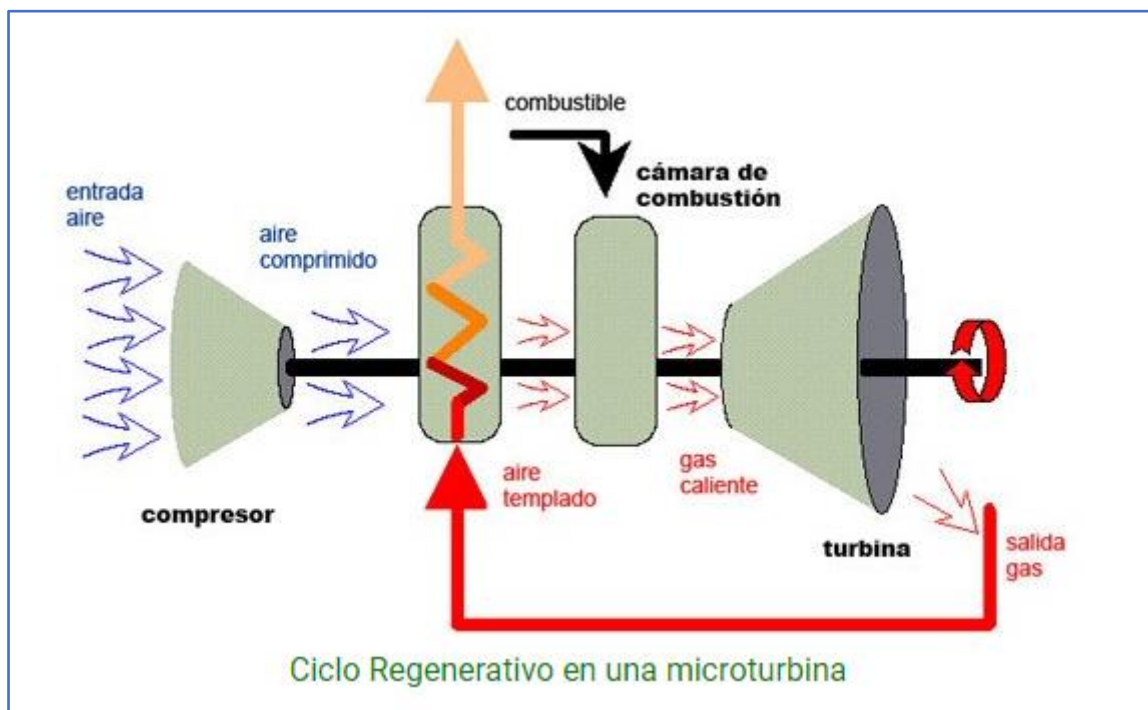







Figura 5-1: Esquema de funcionamiento generación con turbina y Microturbinas
Fuente: Micropower Europe

Las microturbinas de gas son máquinas de combustión basadas en el mismo principio que las turbinas convencionales con potencias en el rango de 20 kW a 500 kW. Las principales diferencias radican en que a la salida del generador se obtiene corriente eléctrica de alta frecuencia, haciendo necesaria la incorporación de un rectificador AC/DC y de un inversor que permita obtener una corriente alterna trifásica adecuada. Además, generalmente trabajan con un intercambiador de calor.

Tabla 5-1: Características motores de combustión

	Turbinas	Microturbinas
Combustible Biogás	100%	100%
Tamaño	100 (KW) - 50 (MW)	20 a 500 (KW)
Eficiencia	25 a 40 (%)	20 a 30 (%)
Emisiones CO₂ (kg/MWh)	545-700	600-800
Emisiones NO_x (kg/MWh)	2-5	0.01-0.07
Presencia H₂S (ppm)	5.000	10.000

		C30	C65 (C65 ICHP)	C200	Power Package C600 - C800 - C1000
Prestaciones eléctricas ISO					
Potencia neta	kW _e	30	65	200	1.000
Rendimiento eléctrico neto (PCI)	%	26	29	33	33
Consumo de combustible ISO					
Potencia consumida al 100% de carga	kW _{PCI}	115	224	606	3.030
Combustibles líquidos admitidos	-	Diesel, biodiesel, queroseno			
Combustibles gaseosos admitidos	-	Gas natural, GLP y biogás (>35% CH ₄ y <5.000 ppm H ₂ S)			
Presión entrada combustibles gaseosos	barg	3,5 - 4,8		5,2 - 5,5	
Compresores disponibles para presiones de gas a partir de 0,015 barg					
Prestaciones térmicas					
Temperatura de gases de escape	°C	275	309	280	280
Caudal de gases de escape	kg/s	0,31	0,49	1,33	6,5
Potencia térmica recuperable					
Agua caliente 40 - 60°C	kW _t	72	130	307	1.535
Agua caliente 60 - 80°C	kW _t	65	120	280	1.400
Agua caliente 70 - 90°C	kW _t	62	115	266	1.330

Figura 5-2: Ejemplo especificaciones técnicas generación con turbina y microturbinas
Fuente: Micropower Europe

5.1.2 Motores de Combustión

Los motores de combustión interna pueden ser de dos tipos: de encendido por chispa y de encendido por compresión. Su eficiencia normalmente se encuentra en el rango entre 30-49%. Los ciclos ideales para modelar este tipo de motores son el ciclo Otto y el Diesel respectivamente.

Tabla 5-2: Características motores de combustión

Características Motores de combustión	
Combustible Ciclo Otto	100% Biogás
Combustible Ciclo Diésel	60% Biogás 40% Diésel
Tamaño	30 (KW)-9 (MW)
Eficiencia	30 - 49%
Emisiones CO ₂ (kg/MWh)	250-850
Emisiones NO _x (kg/MWh)	5-20
Presencia H ₂ S (ppm)	<150

5.1.2.1 Ciclo Otto.

Motores de encendido por chispa. Son capaces de funcionar utilizando un 100% de biogás como combustible. Su funcionamiento básico se basa en las siguientes etapas:

- Entrada del gas combustible al carburador, produciendo una mezcla de gas / aire.
- Pre-compresión y enfriamiento: La mezcla se conduce a través de turbocompresores de gases de escape a temperaturas menores a la de auto-ignición, la cual posteriormente es enfriada en el sistema de refrigeración de mezcla.

- La mezcla fluye a través de la válvula de retención la cuál regula el paso del combustible a la cámara de aspiración.
- Entrada al ciclo de Otto: Admisión, compresión, combustión y escape (4 tiempos).

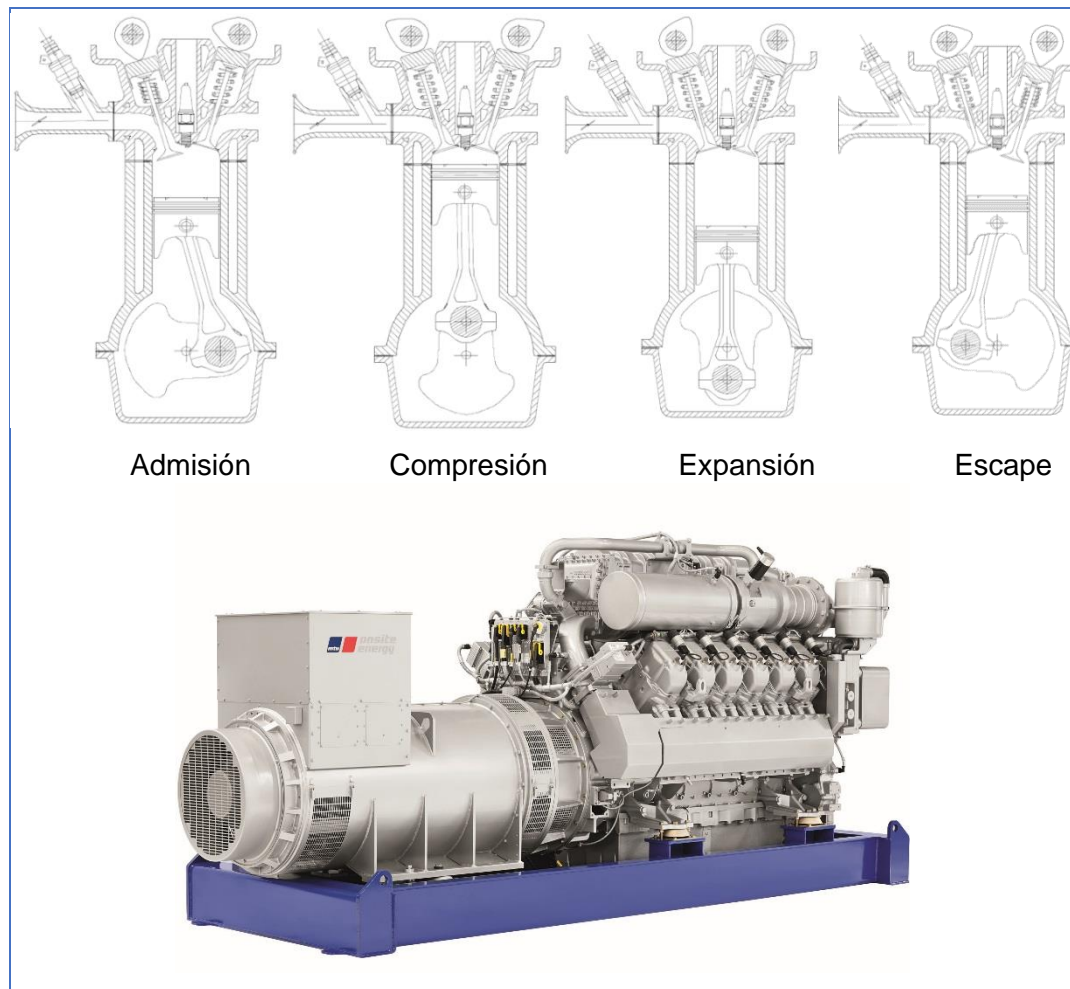


Figura 5-3: Motores de Combustión - Ciclo Otto

Fuente: (I) Flórez, J. A. Á. (2005). Motores alternativos de combustión interna (Vol. 168) (II) MTU

5.1.2.2 Motores Ciclo Diesel (duales).

Este tipo de equipos se usa para cubrir la carga base donde no hay una estación de alimentación como reserva, para disminuir los costos en una instalación durante los periodos punta o para inyectar la energía en su totalidad al sistema interconectado.

Requieren modificaciones para permitir su funcionamiento combinado de diesel con biogás, razón por la cual se le conocen como motores duales. Son capaces de reemplazar hasta un 60% del diesel. El principio de funcionamiento se basa en la inyección combinada de ambos combustibles en una misma cámara de combustión que, durante el proceso de compresión, produce la auto-ignición del diesel y posterior (casi inmediata) combustión del biogás. Para su funcionamiento requieren contar con una proporción de diesel debido a que el biogás posee una alta resistencia a la auto-ignición asociado principalmente al alto contenido de CO₂.

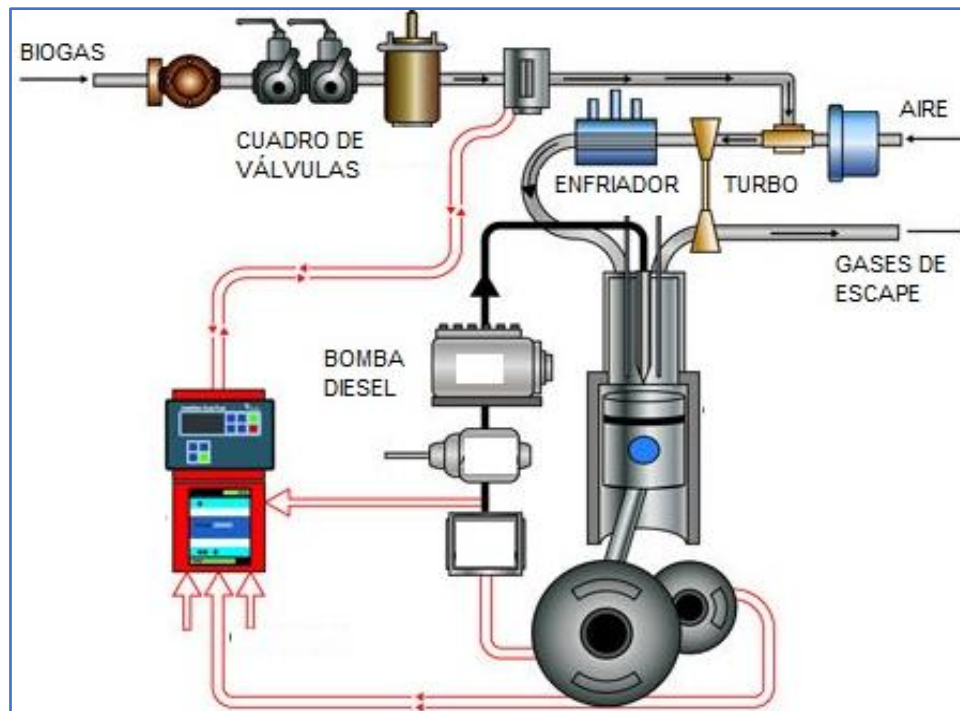


Figura 5-4: Motores Ciclo Diesel
Fuente: ComAp Pty

5.1.3 Cogeneración

La cogeneración es la generación simultánea de energía eléctrica y térmica a partir de un único proceso de consumo de energético primario. Los altos niveles de eficiencia de esta tecnología se deben a la utilización de la energía térmica residual como un co-producto de la generación de potencia. La cogeneración es mucho más eficiente que la producción de electricidad y calor por separado, aportando en más de 30% a la eficiencia del sistema conjunto y reduciendo el consumo de combustible en más de un 50%.

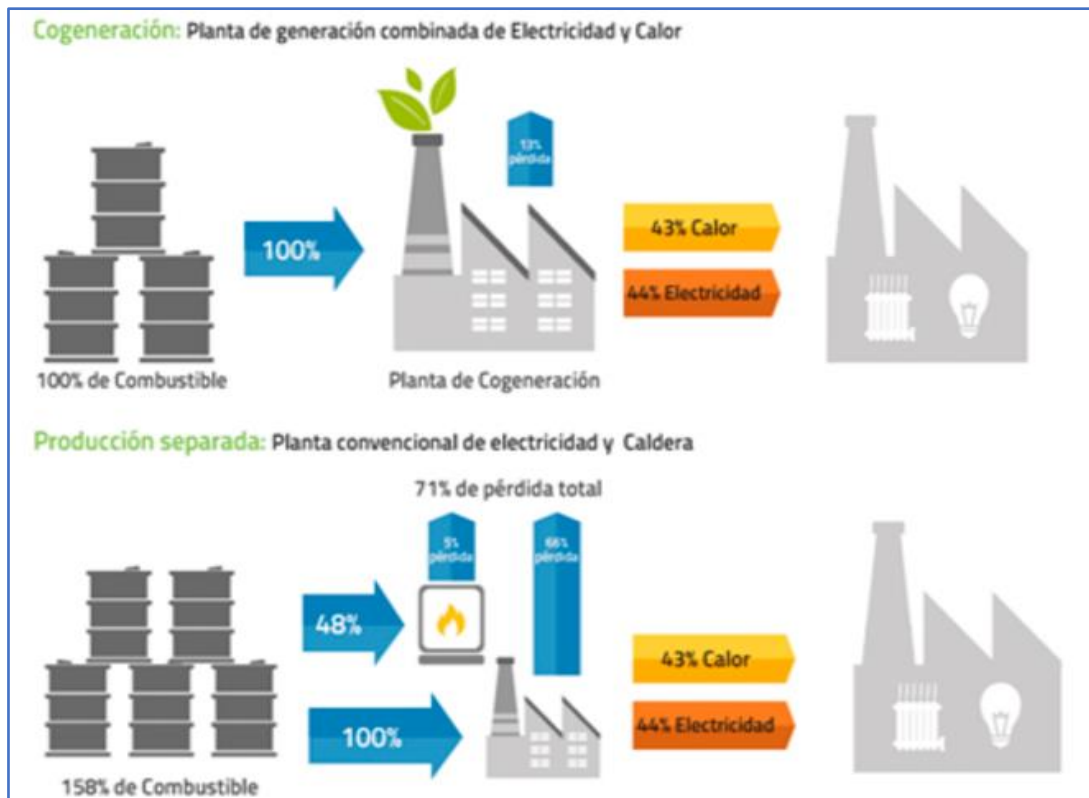


Figura 5-5: Cogeneración Plantas
Fuente: Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

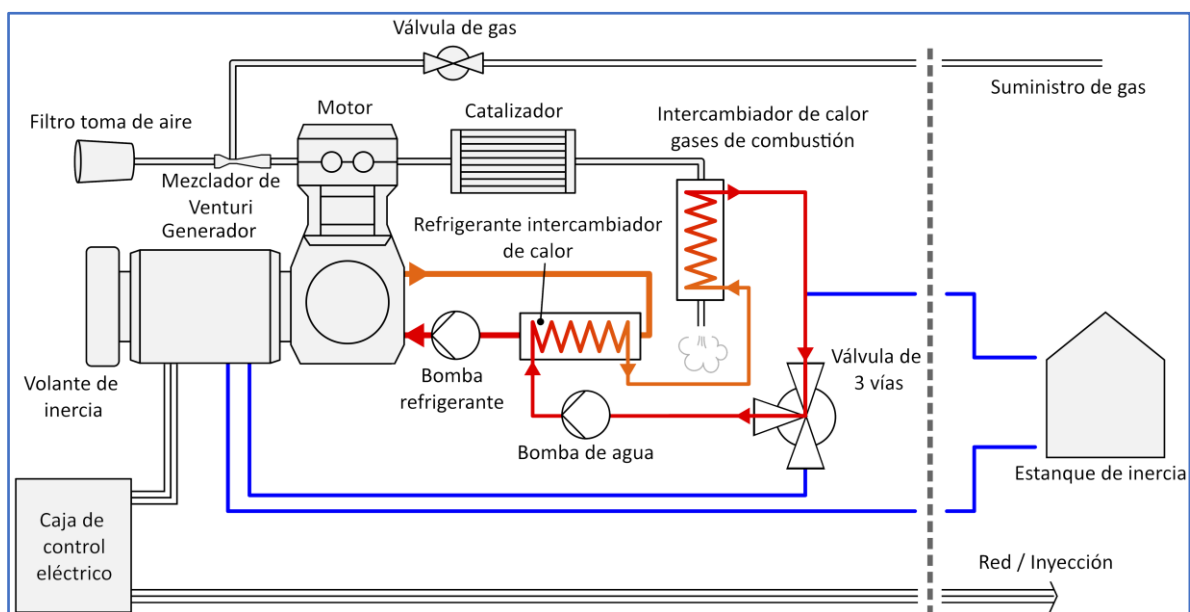


Figura 5-6: Cogeneración
Fuente: Elaboración propia en base a ETH Suiza

5.1.3.1 Principales accesorios equipos de cogeneración: Intercambiadores de calor

Dispositivo diseñado para transferir calor entre dos medios, separados por una barrera o en contacto. Por lo general en un sistema de cogeneración se utilizan principalmente de 3 tipos: 1. De doble tubo; 2. De tubo y carcasa; 3. De placas. Los intercambiadores de placa son los más eficientes, pero con un paso limitado y alta pérdida de carga, mientras que los primeros dos poseen eficiencias menores, pero con bajas pérdidas de carga.

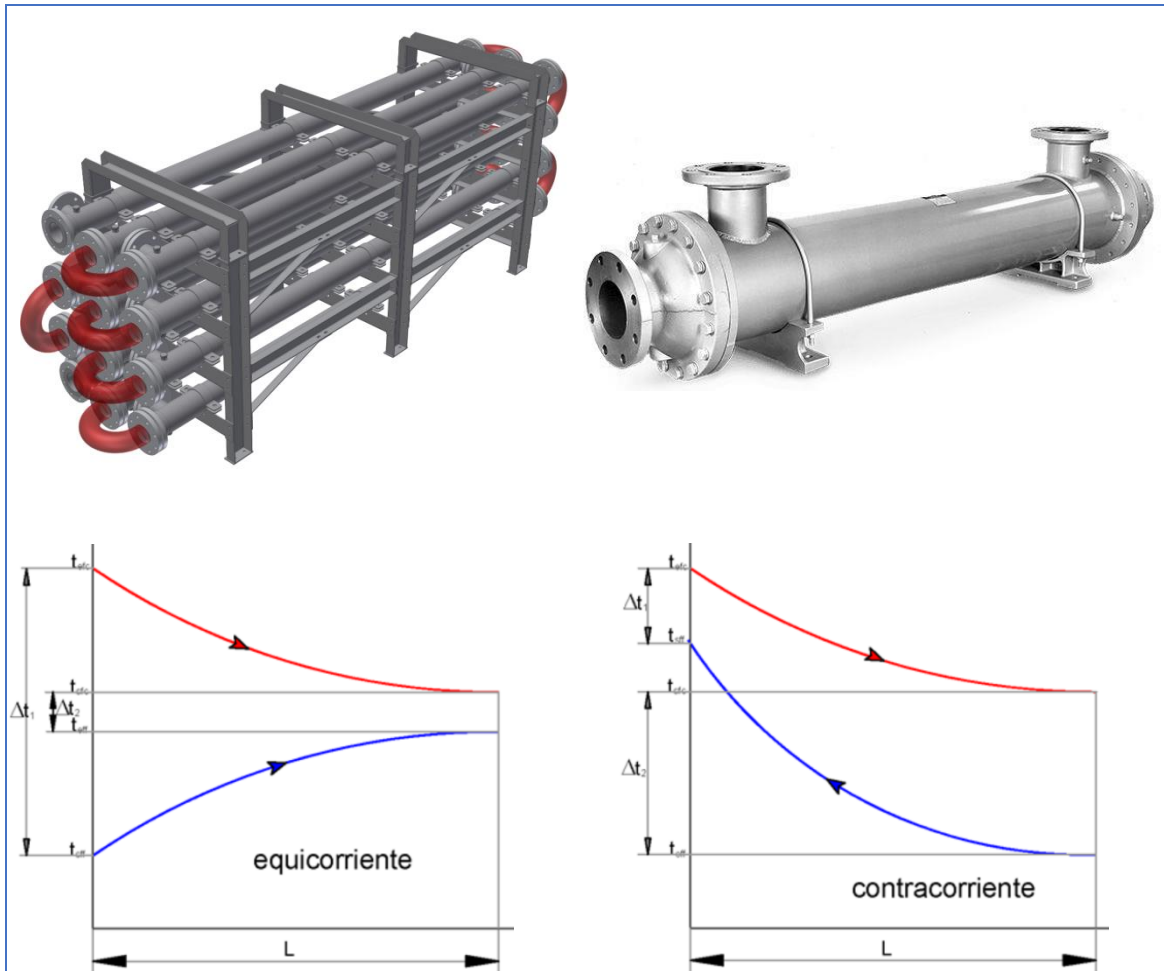


Figura 5-7: Accesorios equipos de cogeneración. Intercambiadores de calor
Fuente: (I) Kasag Swiss AG (II) Sunkaier Industrial Technology

5.1.3.2 Principales accesorios equipos de cogeneración: Enfriadores de emergencia (Aero Ventiladores)

Equipos de enfriamiento suplementario a los intercambiadores de calor. Cuando la generación de energía térmica es mayor que la demanda o el sistema de circulación no está operando correctamente, se deben utilizar los enfriadores de emergencia (o disminuir la potencia de generación). Además, son utilizados en algunos casos como apoyo al intercooler (radiador de enfriamiento del aire comprimido proveniente del turbocompresor o sobrealimentador)

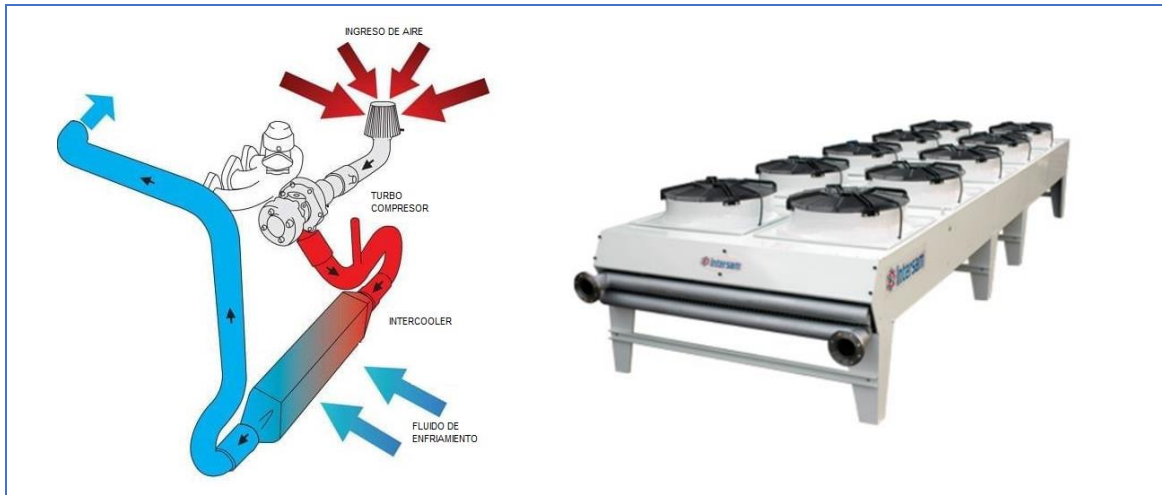


Figura 5-8: Accesorios equipos de cogeneración. Enfriadores
Fuente: (I) Performance parts direct (II) Intersam

5.2 Acondicionamiento del Biogás para Generación

El biogás procedente del proceso de digestión anaeróbica corresponde a una mezcla de compuestos, los cuales afectan tanto en su capacidad calorífica para la generación, como en la salud de las personas y el medio ambiente. Como se ha abordado en secciones anteriores, los únicos compuestos combustibles del biogás corresponden al metano (CH_4) y al hidrógeno (H_2), los cuales se encuentran en proporciones de 45-80% y 0-2% dependiendo del origen del biogás. Todo otro componente presente en el biogás es perjudicial, ya sea para la salud, medio ambiente y/o capacidad calorífica, detallado a continuación:

- **Vapor de agua:** Disminuye drásticamente el poder calorífico del biogás. Además, facilita la formación de ácidos corrosivos.
- **Sulfuro de hidrógeno (H_2S):** Genera corrosión y es tóxico para el ser humano. Además, posibilita la formación de óxidos de azufre (SO_2) que, a su vez genera ácido sulfuroso (H_2SO_3), compuesto altamente corrosivo.
- **Siloxanos:** Posibilita la deposición de sílice en las partes internas de los equipos de generación, generando desgaste y pérdida de estabilidad de las piezas y partes rotativas, principalmente ubicados en la cámara de combustión.
- **Hidrocarburos halogenados:** Favorecen a la corrosión de las partes internas de los equipos, especialmente los que contienen cloro (Cl) y Flúor (F).



Figura 5-9: Acondicionamiento Biogás
Fuente: Interempresas – Mantenimiento Industrial

Algunos de los componentes del biogás pueden dañar al motor, acarreando costosas reparaciones (hasta un 60% del valor total del equipo) y una pérdida importante de su disponibilidad (\approx 4 meses) dependiendo del tipo de falla. Dentro de los contaminantes más peligrosos por sus efectos nocivos se encuentran el ácido sulfhídrico (H_2S), los compuestos halogenados (F, Cl, Br) y los compuestos volátiles de silicio, lo cuales atacan a los componentes metálicos del motor, reduciendo su vida útil y prestaciones, ocasionando a su vez una disminución de la vida del lubricante. Además, en particular el H_2S produce emisiones de óxidos de azufre, perjudiciales para el medio ambiente. Finalmente, los compuestos halogenados suelen aparecer en mayor cantidad en gases provenientes de vertederos.

El proceso de acondicionamiento contempla básicamente 2 etapas, las cuales se definen a continuación:

- **Limpieza:** Corresponde a la eliminación total o parcial de los componentes indeseables para su aplicación como combustible gaseoso.
- **Acondicionamiento:** Corresponde a la etapa de preparación del biogás, esto es, dar el grado de limpieza, humedad, temperatura y presión adecuados para su posterior aplicación.
- **Tratamiento primario**⁴⁰: Las tecnologías de tratamiento primario representan la primera etapa en la reducción de la cantidad de contaminantes del biogás y normalmente usan operaciones de procesos físicos simples. Los principales contaminantes removidos son agua (contaminada), llamada *condensado*, y partículas. Estas tecnologías se han empleado por muchos años en diferentes procesos y son ahora adaptadas a las plantas de manejo de biogás⁴¹.
- **Tratamiento secundario:** Los tratamientos secundarios son diseñados para aumentar el nivel de pureza del gas alcanzado en el tratamiento primario. Estos contemplan procesos de tratamiento tanto físicos, como químicos⁴²:
- **Adsorción:** La absorción es un proceso por el cual átomos, iones o moléculas de gases, líquidos o sólidos disueltos son atrapados o retenidos en una superficie (purificación y separación con, por ejemplo, carbón activado).
- **Absorción física:** Se utilizan normalmente en la purificación de biogás, ya que son efectivos incluso a bajas tasas de flujo. Además, es un método de menor complejidad, requiere poca infraestructura y es costo-efectivo (torre de lavado a contraflujo con agua).
- **Absorción química:** Implica la formación de enlaces químicos reversibles entre el soluto y el solvente. La regeneración del solvente, por lo tanto, comprende la ruptura de esos enlaces y correspondientemente una entrada relativamente alta de energía. Los solventes químicos generalmente emplean de sales alcalinas (ej. hidróxido de sodio, potasio y calcio) (torre de lavado con solución de soda)

A continuación se detallan algunos métodos de eliminación de gases indeseables:

5.2.1 Eliminación de CO_2

Un método fácil y económico utiliza agua presurizada como absorbente. El biogás crudo es comprimido y alimentado desde el fondo a una columna de lecho empacada y el agua presurizada es rociada desde la cima de la columna. El proceso de

⁴⁰ www.ambiente-augm.ufscar.br/uploads/A2-026.

⁴¹ Environmental Agency, 2002

⁴² The Brownfields and Land Revitalization Technology Support Center

absorción es un proceso contra-corriente. De esta forma se disuelven el CO_2 y el H_2S en agua y son colectados en el fondo de la torre. El agua puede ser recirculada a la primera torre de limpieza. Este es quizás el método más simple de limpieza de biogás.



Figura 5-10: Acondicionamiento Biogás
Fuente: Shimi Research Center PVT

5.2.2 Eliminación de H_2S

Proceso seco de oxidación: Se utiliza para remover el sulfuro de hidrógeno (H_2S) de una corriente de gas que puede convertirse en azufre u óxido de azufre. Este proceso se usa cuando el contenido de azufre del gas es relativamente bajo y se requiere una alta pureza.

Algunos de estos métodos son:

- **Introducción de aire/hidrógeno dentro del sistema de biogás:** Este es un proceso simple y de bajo costo. No se necesitan químicos ni equipamientos especiales. Dependiendo de la temperatura, el tiempo de reacción y el lugar donde se agrega el aire, la concentración de H_2S se puede reducir en hasta un 95%.
- **Adsorción usando óxido de hierro:** Reacción del sulfuro de hidrógeno (H_2S) con el óxido de hierro u óxidos (FeO , FeO_3 , etc.) para formar sulfuro de hierro (Fe_2S_3). El biogás pasa a través de esferas de óxido de hierro, reteniendo el H_2S en su superficie. Una vez saturadas, deben ser removidas desde el tubo para la regeneración del sulfuro. Este es un método simple pero, en el proceso de regeneración, se libera mucha energía térmica. Es sensible a altos contenidos de vapor de agua y el polvo empacado contiene un componente tóxico.
- **GAS RAP® (nombre comercial):** Capaz de reducir las concentraciones de H_2S a niveles inferiores de entre 25 y 50 ppm. Esta tecnología aparece como la más costo-efectiva para gas de vertederos con altas concentraciones de H_2S (mayores a 2.000 ppm v/v).

- **Procesos de oxidación en fase líquida:** Proceso utilizado para el tratamiento de gases que contienen relativamente bajas concentraciones de H_2S . Puede ser un proceso de absorción físico o químico.

Físicos: H_2S absorbido por el solvente. Uno de los solventes es el agua de la cual se requiere un muy alto consumo para la absorción de pequeñas cantidades de H_2S . El proceso de absorción puede ser mejorado al incorporar algunos compuestos químicos al agua tales como hidróxido de sodio (NaOH), facilitando la formación de sulfuro de sodio (Na_2S) o hidrosulfuro de sodio (NaSH), los cuales no se regeneran y generan residuos líquidos.

Químicos: Se utilizan compuestos químicos sólidos o líquidos, los cuales pueden ser aplicados en torres de contacto batch o puede inyectarse directamente a la cañería de gas. El subproducto de la reacción es generalmente separado y tratado como desecho. El producto químico es consumido y el absorbente puede ser regenerado.

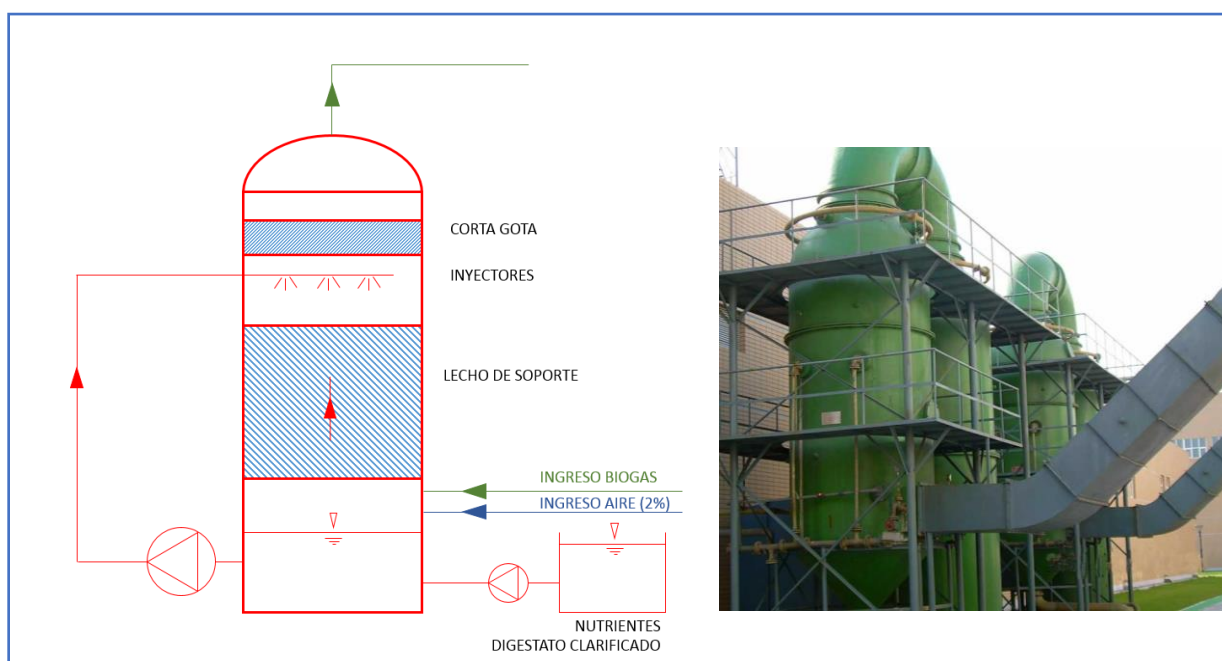


Figura 5-11: Sistema de Lavado de por medio de biofiltración
Fuente: Hongke Heavy Machinery

5.2.3 Siloxanos

Los compuestos de silicio pueden aparecer como compuestos inorgánicos procedentes de materia mineral introducida en la corriente de gases como silicatos o sílice en partículas sólidas y como compuestos orgánicos de silicio, de los cuales los más habituales son los siloxanos. Son difíciles de detectar por ser inodoros y no ser peligrosos para el medio ambiente.

Esta sección se centra en la formación, composición, efectos nocivos, detección, daños que producen y posibles métodos de eliminación.

Los compuestos de silicio provienen del tratamiento de productos de base sílice, tales como siliconas, empleadas para la elaboración de ciertos preparados como aceites básicos para productos cosméticos, sustancias para impregnación de materiales de construcción, productos de limpieza, aceites hidráulicos, textiles etc., los cuales posterior a su disposición en vertederos o sistemas de alcantarillado, aparecen en el biogás como gases o vapores.

Se han detectado cantidades de hasta 40-50 mg/Nm³ de estos compuestos en vertederos en explotación, siendo la cantidad máxima generalmente aceptada por los fabricantes de motores de 10 mg/Nm³. Durante la combustión del biogás en motores de combustión o turbinas, se alcanzan altas temperaturas en la cámara de combustión, convirtiendo estos compuestos en silicatos, sílice y otros compuestos cristalinos, los cuales se precipitan en forma de partículas abrasivas en el interior del motor. Dichos compuestos penetran en las partes móviles separadas por una película lubricante que evita la fricción metal contra metal con el consiguiente daño para partes fundamentales del mismo (pistones, válvulas etc.). Las incrustaciones además producen una reducción del volumen de la cámara de combustión, aumentando la relación de compresión. Por otra parte, contaminan el aceite lubricante, afectando a su vida útil y propiedades.



Figura 5-12: Siloxanos
Fuente: Infoenviro - Siloxanos

Existen diferentes técnicas de pretratamiento en función del contenido en contaminantes.

Filtración y condensación: Extensamente utilizadas en la industria.

Refrigeración y desecación: Capaces de reducir las concentraciones del contaminante, pero con menor efectividad.

Absorción: Carbón activo como elemento filtrante, consiguiendo altos índices de eliminación. Sin embargo, la difícil regeneración del lecho filtrante exige su recambio bastante a menudo, incrementando los costos de tratamiento.

Otros: Filtros moleculares, lechos poliméricos, gel de sílice y carbón activado.

Los parámetros de operación de las unidades de filtración de carbón activado recomendadas se detallan a continuación:

Tabla 5-3: Características motores de combustión

Parámetro	Valor
Velocidad	0,1 – 0,2 m/s
Tiempo de retención	3 segundos
Recambio carbón activado	≈ 6 meses



Figura 5-13: Pretratamiento contaminantes
Fuente: (I) Ennox (II) Calgon

5.3 Generador eléctrico y su regulación

Un generador eléctrico corresponde a todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de sus puntos (polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (estator). El movimiento relativo entre los conductores y el campo, genera una fuerza electromotriz (F.E.M.).

Además del motor y el generador, los generadores eléctricos incluyen generalmente un suministro de combustible, un regulador de velocidad, un regulador de tensión, sistemas de refrigeración y de escape y el sistema de lubricación.

Las unidades mayores de 1 kW de potencia a menudo tienen una batería y un motor de arranque eléctrico o accionado por aire. Las unidades generadoras de energía de reserva incluyen a menudo un sistema automático de arranque y un interruptor de transferencia para desconectar la carga de la fuente de energía de la red cuando hay un fallo de alimentación y conectarlo al generador.

5.3.1 Factor de potencia⁴³

Para proteger su instalación eléctrica interna y recibir una calidad de servicio adecuada, es necesario conocer el Factor de Potencia del consumo. Este valor corresponde al valor (porcentual) de aprovechamiento de la energía generada. Por ejemplo, si el Factor de Potencia es 0,95 (valor mínimo exigido por la prestadora para potencias superiores a 100 kW) indica que, del total de la energía abastecida por la distribuidora, solo el 95 % es utilizado por el cliente, mientras que el 5 % restante es energía que se desaprovecha.

⁴³ www.cietconsultora.com.ar



Figura 5-14: Factor de potencia

Fuente: Consultora en Instalaciones Eléctricas y Termomecánicas - CIE

En los artefactos tales como planchas, estufas eléctricas y termos eléctricos, toda la energía suministrada es transformada en energía térmica. En estos casos el Factor de Potencia es 1 (100 % energía activa). Por otro lado, en artefactos como lavarropas, refrigeradores, aire acondicionado, ventiladores y todos aquellos que poseen un motor para su funcionamiento, transforman una parte en trabajo (energía mecánica y térmica – energía activa), mientras que el resto es requerido para su propio funcionamiento (energía reactiva). En estos casos el factor de potencia es menor a 1.

Entre las causas que producen un bajo factor de potencia se encuentra:

- Utilización incorrecta de los motores (cargas muy por debajo de su potencia nominal).
- Incorrecto dimensionamiento de los motores. A igualdad de potencia mecánica, siempre es preferible la utilización de motores de mayor velocidad, debido a que generan menores pérdidas.
- Aumento de la tensión de red, lo cual hace que aumenten las componentes magnetizantes de las máquinas.
- Reparación incorrecta de los motores (cambios estructurales que aumentan los flujos de dispersión de las máquinas).

5.3.1.1 Problemas asociados al factor de potencia

En caso que el Factor de potencia sea inferior a 0,95, implica que los artefactos tienen elevados consumos de energía reactiva respecto a la energía activa, produciéndose una circulación excesiva de corriente eléctrica en sus instalaciones y en las redes de la empresa distribuidora:

- Provoca daños por efecto de sobrecargas saturándolas.
- Aumentan las pérdidas por recalentamiento.
- Aumenta la potencia aparente entregada por el transformador para igual potencia activa utilizada.

Ello conlleva a:

- La utilización de generadores y de transformadores de mayor potencia para la misma carga.
- Fuerte disminución del rendimiento en los generadores y transformadores con el consiguiente desperdicio de combustible y pérdidas económicas.
- La corriente de la red será mayor, generando mayores pérdidas en la red de alimentación y requiriendo incrementar la sección de los conductores.
- La corriente de la red será mayor y, por lo tanto, también lo serán las caídas de tensión en los conductores de la red de alimentación en las máquinas.
- Recargos o multas considerables en las facturas eléctricas.

Además, produce alteraciones en las regulaciones de la calidad técnica del suministro (variaciones de tensión), con lo cual empeora el rendimiento y funcionamiento de los artefactos y quita capacidad suficiente de respuesta de los controles de seguridad como ser interruptores, fusibles, etc.

5.3.2 Problemas y soluciones del Grupo Electrónico.

Reparar un motor averiado puede requerir un equipo especial o implicar trabajo potencialmente peligroso, excepto en el caso de procedimientos relativamente sencillos, como el cambio aceite de motor y refrigerante. En caso de fallo del motor, póngase en contacto con un distribuidor.

Consideraciones antes del trabajo: Antes de tratar de solucionar un problema, piense en las posibles causas del problema e investigue si se ha producido el mismo problema con anterioridad.

- Compruebe las piezas que pueden estar causando el problema en el orden más eficiente.
- Al desmontar un componente, preste mucha atención al orden de desmontaje para poder volver a montar el componente en el orden inverso de desmontaje.
- El polvo y las materias extrañas son la causa más común del desgaste rápido de las piezas.
- Al desmontar un componente, tome las medidas necesarias para evitar la entrada de polvo y materias extrañas en el componente que se está desmontando.
- Utilice las herramientas correctas y realice el trabajo con extrema precaución.
- Asegúrese de calcular con precisión el peso de la pieza que se va a desmontar. Si la pieza desmontada es mucho más pesada de lo calculado, podría caerse al izarse, lo cual podría dañar la pieza o causar lesiones.

Por lo general, los equipos electrónicos son equipos nobles, es decir, si se hace el mantenimiento apropiado, los equipos no presentan fallas. La mayoría de los problemas que se presentan es por anomalías externas del equipo, dentro de las principales tenemos las siguientes.

- **Calidad del biogás:** Si el biogás no cuenta con el porcentaje apropiado de metano (entre 50 y 75%), podremos observar en el equipo una pérdida de potencia y/o problemas de detonaciones.
- **Presión de suministro inestable:** Es la anomalía más frecuente y no se debe a la falla de la unidad de soplado, o a la falta de generación de biogás, si no que se debe a la acumulación de condensado en las líneas de transporte, generando un taponamiento y por ende, la pérdida de carga en la presión del suministro. Esta condición por lo general se presenta en las líneas subterráneas, tiempo después de la puesta en marcha del equipo ya que, en el transcurso del tiempo, las líneas se asientan en el terreno, cediendo por falta de compactación en el momento de ejecutar las obras.
- Otro factor que corresponde a la falta de mantenimiento de las trampas de condensado y filtros de partículas de las unidades, las cuales se saturan con el paso del tiempo.
- **Cargas de consumo inestable y muy por debajo de la capacidad nominal del equipo:** Es una anomalía frecuente que radica en el mal dimensionamiento del equipo. Para ello, es necesario tener en cuenta cuáles son las curvas de consumo de la instalación. Se debe tener presente que el mantenimiento del equipo se realiza por horas efectivas de funcionamiento, sin importar que se trabaje al 100% o 60% de la capacidad nominal.

Tabla 5-4: El motor de partida no arranca o arranca lentamente, dando como resultado un fallo de arranque

Sistema	Posible razón	Solución
Sistema eléctrico	Conexión eléctrica defectuosa	Compruebe el fusible de CC. Compruebe la conexión de los cables entre la batería, el arrancador y el conmutador de arranque.
	Batería con carga insuficiente	Compruebe el alternador. Compruebe y ajuste la correa del alternador.
	Batería defectuosa	Compruebe la gravedad específica del electrólito de la batería. Cargue la batería. Cambie la batería.
	Arrancador o relé de arranque defectuoso	Consulte a un distribuidor, y reemplazase el relé
Sistema de lubricación	Viscosidad de aceite excesiva	Utilice un aceite de motor adecuado
	Aceite excesivo	Compruebe la cantidad de aceite de motor y el sistema de lubricación.
Mecánica del motor	Desgaste rápido de las piezas deslizantes o bloqueo	Consulte a un distribuidor

Tabla 5-5: Disminución de la potencia

Sistema	Posible razón	Solución
Sistema de combustible	Biogás agotado, tubería obstruida	Inspeccione el depósito de biogás, suministre combustible, purgue el agua. Compruebe los tubos de combustible y las válvulas.
	Biogás con propiedades inadecuadas	Compruebe la calidad del biogás. Elimine las impurezas de polvo y agua.
	Fuga de combustible en los tubos de combustible y los tubos de inyección	Compruebe si hay fallos y vuelva a apretar los tubos de combustible e inyección.
	Filtro de combustible obstruido	Inspeccione y cambie el filtro de combustible. Filtro - tamiz - Limpieza
	Soplador de alimentación de biogás defectuoso	Inspeccione y luego repare el equipo.
Sistema de aspiración de aire	Cantidad de aire insuficiente	Limpie, inspeccione y vuelva a colocar o cambie el prefiltro. Limpie, inspeccione y vuelva a colocar o cambie el elemento del filtro de aire.
Sistema de control	Regulador defectuoso	Varilla del control de combustible - Comprobación • Consulte a un distribuidor
Motor básico	Presión de compresión baja	Consulte a un distribuidor

Tabla 5-6: El humo de escape es negro o de color carbón

Sistema	Posible razón	Solución
Sistema de combustible	Combustible con propiedades inadecuadas	Consulte a un distribuidor
	Cuadro de biogás defectuoso	Compruebe la temperatura del humo de escape Consulte a un distribuidor
	Regulación de la presión de biogás defectuosa	Compruebe la temperatura del humo de escape
Sistemas de admisión y de escape	Cantidad de aire insuficiente	<p>Compruebe el turbocompresor. Limpie, inspeccione y vuelva a colocar o cambie el prefiltro.</p> <p>Limpie, inspeccione y vuelva a colocar o cambie el elemento del filtro de aire.</p> <p>Compruebe la presión del aire aspirado y si hay fugas de aire aspirado.</p> <p>Compruebe la temperatura del aire aspirado y el dispositivo de ventilación.</p> <p>Consulte a un distribuidor.</p>
	Mayor resistencia del aire de escape	<p>Compruebe el turbocompresor.</p> <p>Compruebe los tubos de escape y el silenciador de entrada.</p> <p>Consulte a un distribuidor</p>

Tabla 5-7: Sobrecaentamiento

Sistema	Posible razón	Solución
Sistema de refrigeración	Nivel de refrigerante bajo	<p>Compruebe si hay fugas de refrigerante.</p> <p>Compruebe el nivel de refrigerante.</p>
	Funcionamiento defectuoso de la bomba de agua	Consulte a un distribuidor
	Funcionamiento defectuoso del termostato	Consulte a un distribuidor
	Funcionamiento defectuoso del radiador	Compruebe y limpie el radiador y el tapón del radiador
Sistema de control	Aumento de la carga	<p>Compruebe la carrera de la cremallera de la bomba de inyección.</p> <p>Compruebe el sistema de control.</p> <p>Consulte a un distribuidor</p>
Motor básico	Desgaste rápido de las piezas deslizantes	Consulte a un distribuidor

Tabla 5-8: El generador no excita

Sistema	Posible razón	Solución
Sistema eléctrico	Interrupción en el circuito del bobinado auxiliar. Fusible quemado.	Verificar la conexión de los cables del bobinado auxiliar hasta el block de conexión del regulador y fusible. Cambio del fusible del auxiliar (conforme a lo especificado).
	Tensión residual demasiado baja.	Hacer excitación externa con batería de 12A - 20Vcc, hasta el inicio del proceso de excitación
	Velocidad del accionamiento inapropiada	Medir las rotaciones. Hacer eventualmente, nuevo reglaje.

Tabla 5-9: Generador no excita hasta la tensión nominal

Sistema	Posible razón	Solución
Sistema	Posible razón	Solución
Sistema eléctrico	Rectificadores giratorios defectuosos	Cambiar el conjunto de los diodos.
	Velocidad incierta	Medir la velocidad de la máquina primaria y regularla

Tabla 5-10: En vacío, el generador excita hasta la tensión nominal, pero colapsa con carga.

Sistema	Posible razón	Solución
Sistema de combustible	Fuerte caída de velocidad.	Control del selector de paso de combustible
Sistema eléctrico	Diodos giratorios defectuosos.	Cambiar el conjunto de diodos

Tabla 5-11: Oscilaciones en las tensiones del generador

Sistema	Posible razón	Solución
Mecánica del motor	Estabilidad mal ajustada.	Ajustar en el trimpot estabilidad del regulador.
	Oscilaciones en la rotación de la máquina de accionamiento	Las oscilaciones frecuentes son originarias de la máquina de accionamiento y necesitan ser eliminadas.



Módulo 6 - Seguridad en plantas de Biogás

6 Seguridad en Plantas de Biogás

6.1 Introducción y objetivo

Para el diseño seguro a costos óptimos, resulta fundamental contar con aspectos de seguridad en base a los conocimientos específicos de cada planta, normativas y legislaciones aplicables. Para ello, se presentan ciertos criterios y nomenclatura en relación a las zonas de riesgo y peligrosidad existente con el objetivo de prevenirlas o mitigarlas. Con ello, se busca proporcionar a la industria e instaladores de biogás herramientas prácticas para proteger a los trabajadores y al medio ambiente.

Entre los principales riesgos se encuentran la contaminación biológica, el fuego y la atmósfera explosiva. Las medidas técnicas y organizativas, han sido identificadas y clasificadas por medio de la técnica de matriz de riesgos y la literatura disponible, que visualiza los riesgos principales en estos tipos de instalaciones.

6.2 Definiciones

Biogás

Producto gaseoso de la digestión anaeróbica que comprende fundamentalmente metano y dióxido de carbono, pero que, dependiendo del sustrato, puede contener también amoníaco, sulfuro de hidrógeno, vapor de agua y otros constituyentes gaseosos o vaporizables. Su densidad puede variar en función de su composición, contenido de humedad y temperatura. El biogás puede ser más pesado o más ligero que el aire y no se separa por acción de la fuerza de la gravedad. Esta propiedad se debe tener en cuenta a la hora de determinar medidas de protección (por ejemplo, el posicionamiento de sistemas fijos para advertir de la presencia de gas). Esencialmente, el biogás se compone de metano (50 - 75 % por volumen), dióxido de carbono (20 al 50 % v/v), sulfuro de hidrógeno (0,01 al 0,4 % v/v) y trazas de amoníaco, hidrógeno, nitrógeno y monóxido de carbono. Además, puede contener sustancias volátiles. Un ejemplo de la composición del biogás de una planta de biogás promedio que utiliza estiércol: metano 60 % v/v, dióxido de carbono 38 % v/v, gases residuales 2 % v/v.

Metano (CH₄)

Gas incoloro, inodoro y no tóxico. Los productos de su combustión son dióxido de carbono y agua. El metano es uno de los gases de efecto invernadero más importantes, con un potencial de calentamiento global 21 veces superior al dióxido de carbono y principal constituyente del gas natural, incluyendo al biogás. Por ello, su combustión es fundamental en términos medioambientales, el cual produce como subproducto principal dióxido de carbono y vapor de agua.

Sulfuro de hidrógeno o ácido sulfhídrico (H₂S)

Gas incoloro, inflamable y altamente tóxico si el biogás no es desulfurado. Su olor similar a los huevos podridos y puede constituir una amenaza para la vida, incluso en bajas concentraciones. Bastan 15-75 partes por millón (ppm) en el aire para causar un malestar agudo que conlleva a la asfixia y a muerte por sobreexposición.

Tabla 6-1: Efecto tóxico del sulfuro de hidrógeno

Concentración de H ₂ S en el aire	Efecto
0,03 – 0,15 ppm	Umbral de la percepción (olor a huevos podridos)
15 – 75 ppm	Irritación de ojos y vías respiratorias, malestar general, vómitos, dolores de cabeza, pérdida de conciencia.
150 – 300 ppm (0,015 – 0,03 %)	Parálisis de los nervios olfativos
> 375 ppm (0,038 %)	Muerte por envenenamiento (después de varias horas)
> 750 ppm (0,075 %)	Pérdida de conciencia y muerte por paro respiratorio dentro de 30 a 60 minutos
Desde 1.000 ppm (0,1 %)	Muerte rápida a través de la parálisis respiratoria en pocos minutos

Fuente: FNR (2006)

Dióxido de carbono (CO₂)

Gas incoloro, no combustible, con un olor ligeramente ácido, no tóxico por sí mismo producido. Es subproducto de la combustión junto con vapor de agua. En concentraciones altas, pueden afectar la función respiratoria y provocar excitación seguida por depresión del sistema nervioso central. Además, es capaz de desplazar oxígeno en el aire, resultando en concentraciones de oxígeno, combinando los de la deficiencia de oxígeno con su toxicidad. Las concentraciones entre un 4-5 % en el aire provocan un efecto de adormecimiento, mientras que concentraciones por encima del 8 % pueden causar muerte por asfixia.

Límites de explosividad

Si la concentración de biogás en el aire supera un valor mínimo (límite inferior de explosividad, LEL en su sigla en inglés), puede producirse una explosión. Deja de ser posible que se produzca una explosión si la concentración supera un valor máximo (límite superior de explosividad, UEL).

Peligro

Fuente, situación o acto con potencial para causar daño en término de daño humano o deterioro de la salud, o una combinación de estos (OHSAS 18.000).

Riesgo

Combinación de la probabilidad de que ocurra un suceso o exposición peligrosa y la severidad del daño o deterioro de la salud que puede causar el suceso o exposición (OHSAS 18.000).

Explosión

Reacción química repentina de una sustancia inflamable con oxígeno, liberando grandes cantidades de energía. Al liberar energía, se produce una expansión

repentina del volumen de gases. Esto puede ser ocasionado, por ejemplo, por una atmósfera explosiva.

Evaluación de Riesgos

Proceso en el cual se determina el riesgo o riesgos que surgen de uno o varios peligros, tomando en cuenta los controles apropiados existentes y la decisión sobre si el riesgo o riesgos son o no aceptables (OHSAS 18.000).

Mitigación de Riesgos

Toma de medidas de reducción o eliminación del riesgo, adoptadas en forma anticipada a la manifestación de un fenómeno físico con el fin de:

- a) Evitar que se presente un fenómeno peligroso, reducir su peligrosidad o evitar la exposición de los elementos ante el mismo.
- b) Disminuir sus efectos sobre el trabajador, las instalaciones, los bienes y servicios, reduciendo la vulnerabilidad que exhiben. La mitigación es el resultado de la decisión a nivel político de un nivel de riesgo aceptable obtenido en un análisis extensivo del mismo y bajo el criterio de que dicho riesgo no es posible reducirlo totalmente.

Seguridad

Condición en que se mitiga el riesgo de sufrir o causar un daño a las personas o a las cosas.

Manual de seguridad (MS)

Documento que contiene las instrucciones y procedimientos de seguridad que deben emplearse tanto en la operación, como en el término definitivo de operaciones de una planta de biogás.

Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR)

Conjunto de actividades sistemáticas, debidamente formalizadas y documentadas, destinadas a controlar los riesgos de accidentes y daños a las personas o a las cosas, que una organización se propone cumplir en un periodo determinado.

6.3 Propiedades del Biogás: Hoja de datos y de Seguridad del Productor

El biogás está clasificado como una mezcla de gases altamente inflamables que, si se inhala, puede ser nociva para la salud debido a sus componentes tóxicos. Los sistemas de ingeniería de procesos que se utilizan en las plantas de biogás pueden ser altamente complejos. Ante tantos y tan variados peligros, es extremadamente importante contar con medidas de protección fundamentales con el objetivo de reducir al mínimo los riesgos derivados de las plantas de biogás para las personas y el entorno.

Tabla 6-2: Comparativa entre las propiedades del biogás con otros gases comunes

Biogás (60 % CH ₄)	Gas natural	Propano	Metano	Hidrógeno	
Poder calorífico (kWh/m ³)	6	10	26	10	3
Densidad (kg/m ³)	1,2	0,7	2,01	0,72	0,09
Densidad con respecto al aire	0,9	0,54	1,51	0,55	0,07
Temperatura de ignición (°C)	100	650	470	595	585
Velocidad máx. propagación llama en aire (m/s)	0,25	0,39	0,42	0,47	0,43
Rango de explosividad (% v/v)	6 -	4,4 -	1,7-	4,4 -	4-77
Consumo de aire teórico (m ³ /m ³)	5,1	9,5	23,9	9,5	2,4

Ejemplo de Hoja de Seguridad del productor de biogás

HOJA DE SEGURIDAD BIOGAS			
1. PRODUCTO QUÍMICO E IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA.			
Nombre del Producto: Biogás.			
Familia Química : Gases Orgánicos.			
Fórmula : Mezcla.			
Uso : El biogás se utiliza como combustible en generadores eléctricos para poder producir energía eléctrica. Además, se utiliza en calderas para producir energía térmica.			
Empresa Productora : Biogás Ltda. Planta Producción Biogás RM			
Información Técnica : Departamento de Ingeniería			
2. COMPOSICIÓN / INFORMACIÓN SOBRE LOS COMPONENTES			
COMPONENTE	% EN LA MEZCLA	NÚMERO CAS	COMENTARIOS
Metano (CH ₄)	55 – 70	74-82-8	<ul style="list-style-type: none"> Altamente explosivo. De baja densidad, por lo que tiende a ocupar los espacios superiores en condiciones de confinamiento. TLV: Asfixiante simple.
Dióxido de Carbono (CO ₂)	25 – 35	124-38-9	<ul style="list-style-type: none"> Asfixiante. De alta densidad, por lo que tiende a ocupar los espacios a ras de suelo en condiciones de confinamiento.
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	0,1 – 0,3	7783-06-4	<ul style="list-style-type: none"> Altamente tóxico. Tiende a concentrarse en zonas bajas de espacios confinados. No perceptible a altas concentraciones.
3. MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS. INALACIÓN			

Mover a la víctima a un lugar bien ventilado y evaluar los signos vitales.

- Víctima sin pulso: Proporcionar rehabilitación cardio-pulmonar
- Víctima no respira: Suministrar respiración artificial
- Víctima consciente: Sentarlo y mantenerlo en reposo

Dar aviso a unidad de emergencia.

4. MEDIDAS CONTRA EL FUEGO

a) Datos Técnicos.

- Punto de Inflamación: - 188 °C (- 306 °F)
- Temperatura de Autoignición: 600 a 750 °C (1.112 a 1.382 °F)
- Límites de Inflamabilidad (aire/biogás): 6 – 16 %

b) Riesgo General.

Gas altamente inflamable: Potencial de explosión en presencia de chispas eléctricas, flamas y cigarrillos en presencia de atmósferas enriquecidas de oxígeno. En caso de incendio, puede producir gases tóxicos, incluyendo monóxido y dióxido de carbono.

c) Medios de Extinción.

- Rocío de agua
- Polvo químico seco
- Dióxido de carbono.

d) Instrucciones para combatir incendios.

- Fuego
 - ✓ No extinga una fuga de gas a menos que la fuga pueda ser detenida.
- Amago de Incendios.
 - ✓ Polvo Químico Seco o CO₂

e) Equipos Contra Incendios.

Los socorristas o personal de Brigadas de Emergencia, deben contar con, como mínimo, con un Equipo de Respiración Autónomo (E.R.A.).

5. MEDIDAS PARA CONTROLAR FUGAS

- En caso de una fuga, despejar el área afectada, al menos 1 Km a la redonda, proteger al personal y activar Brigadas de Emergencia.
- Dar cuenta a Unidad de Emergencia local.
- Controlar la fuga, con especial atención a límites de inflamabilidad. Actuar con E.R.A.

6. MANEJO Y ALMACENAMIENTO

- El manejo de las líneas de biogás se debe realizar por personal debidamente entrenado y con los equipos de protección personal adecuados.
- No almacenar.
- El único almacenamiento permitido es el diseñado para tal efecto: Gasómetros de doble membrana.

7. CONTROL DE EXPOSICIÓN / PROTECCIÓN PERSONAL

- Para el tránsito en las zonas de presencia de biogás, se debe contar con una mascarilla de medio rostro con filtros para gases orgánicos, además de un sensor portátil de sulfuro de hidrógeno (H₂S), con alarmas sonoras y vibrantes de alto nivel (8 ppm) y alto-alto nivel (15 ppm). Según Decreto N° 594.
- En cada unidad donde exista presencia de biogás, se debe contar con E.R.A. al alcance.
- En el caso de intervenciones en cualquiera de las líneas de biogás, se debe inertizar la atmósfera, preferentemente con nitrógeno (N₂).

8. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

Densidad de gas a 15 °C (59 °F), 1 atm. (760mm.Hg.)

- Metano 0,671 kg/m³
- Dióxido de Carbono 1,977 kg/m³
- Sulfuro de Hidrógeno 1,440 kg/m³

Punto de ebullición a 1 atm.

- Metano -161,5 °C (-258,6 °F)
- Dióxido de Carbono No aplica
- Sulfuro de Hidrógeno -60,3 °C (-76,6 °F)

Punto de fusión a 1 atm.

- Metano -182,5 °C (-296,4 °F)
- Dióxido de Carbono No aplica
- Sulfuro de Hidrógeno -82,9 °C (-117,2 °F)

Punto de auto ignición 1 atm.

- Metano 537 °C (998.6 °F)
- Dióxido de Carbono No aplica
- Sulfuro de Hidrógeno 260 °C (500 °F)

Límite de explosividad

- Metano 5% - 15% (aire-gas)
- Dióxido de Carbono No aplica
- Sulfuro de Hidrógeno 4,3% - 46% (aire-gas))

Peso Molecular.

- Metano 16,04
- Dióxido de Carbono 44,01
- Sulfuro de Hidrógeno 34,08

Solubilidad en Agua.

- Metano a 20 °C (68 °F), 1 atm 3,3
- Dióxido de Carbono a 20 °C (68 °F), 1 atm 0,90
- Sulfuro de Hidrógeno a 26,7 °C (80 °F), 1 atm 32 %v/v

Presión de Vapor.

- Metano a 20 °C (68 °F) No aplica
- Dióxido de Carbono a 0 °C (32 °F) 5778 kPa (838 psig)
- Sulfuro de Hidrógeno a 15,5 °C (60 °F) 1579 kPa (229 psia)

Apariencia y color.

- Gas incoloro, con olor penetrante, pero levemente a huevo podrido.

9. REACTIVIDAD Y ESTABILIDAD

Estabilidad: Mezcla de gases estable.

Incompatibilidad: Reacciona violentamente con materiales oxidantes.

Condiciones a evitar: Contacto con materiales incompatibles, fuentes de calor y cualquier fuente de ignición.

Reactividad:

- Productos de descomposición: ninguno.
- Polimerización peligrosa: No ocurrirá.

10. INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA

El biogás es un gas asfixiante simple. Los efectos en humanos, son los siguientes:

Concentración	Sistemas de exposición
Por debajo del 6%	Movimientos convulsivos, posible colapso respiratorio y muerte.
6-10% Oxígeno	Nausea y vómito, colapso y pérdida de la conciencia.
10-14% Oxígeno	Trastorno emocional, fatiga, espiración interrumpida

12 – 16% Oxígeno	Aumenta el ritmo de la respiración y el pulso. Disturbios leves en la coordinación muscular
Parámetros para control del H₂S	
Concentración	Sistemas de exposición
1 ppm	Detección inicial del gas por olor, se vuelve molesto
Mayor a 5 ppm	Fatiga olfativa
8 ppm – Límite permisible ponderado	Concentración máxima aceptada durante 8 horas. Según el Decreto Supremo N° 594
15 ppm - Límite permisible temporal	Concentración máxima aceptada durante 15 minutos. Según el Decreto Supremo N° 594
<p>En casos de emergencia use E.R.A. (Equipo de Respiración Autónoma) Evite el contacto con la piel, use trajes químicos, Guantes de neopreno puño neopreno.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Capacidad irritante del material: Irritación de ojos y vías respiratorias • Sensibilidad a materiales: El producto no causa sensibilidad en humanos. • Efectos al sistema reproductivo. (Obtenida a partir del gas natural) <ul style="list-style-type: none"> - Habilidad mutable: No Aplicable. - Mutagenicidad: Ningún efecto mutagénico ha sido descrito para el gas natural. - Embriotoxicidad: Ningún efecto embriotóxico ha sido descrito para el gas natural. 	
<p>11. INFORMACIÓN ECOLÓGICA. Respecto a su incidencia sobre el medio ambiente, se trata del segundo compuesto que más contribuye al calentamiento global con un 15 %, sólo superado por el dióxido de carbono con un 76%. No se esperan efectos adversos o nocivos para el medio ambiente local, salvo emisión de malos olores, la emisión de SO_x dadas altas concentraciones de sulfuro de hidrógeno en la generación natural del biogás. De todas maneras, la quema del biogás genera baja carga de emisiones contaminantes al aire.</p>	
<p>12. CONSIDERACIONES DE DISPOSICIÓN. No se considera disposición.</p>	
<p>13. INFORMACIÓN SOBRE TRANSPORTE. No se considera transporte.</p>	
<p>14. INFORMACIÓN REGLAMENTARIA. Los aspectos de seguridad de las instalaciones de biogás, en relación con la producción el transporte, distribución y uso final, se rigen por la legislación general del reglamento de seguridad para plantas de biogás de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles</p>	

6.3.1 Explosividad

Las sustancias inflamables pueden estar presentes en forma de gases, vapores, nieblas o polvos. Una explosión es factible solo si concurren tres factores simultáneamente:

- Sustancia inflamable (que origina una explosión por cuanto a su distribución y concentración).
- Presencia de oxígeno (procedente del aire).
- Fuente de ignición.

Los factores mostrados en la figura anterior son comúnmente referidos a las “Tres Piernas” de un “Triángulo de Fuego”. Así, para que se provoque fuego o una explosión, las tres piernas del triángulo deben estar presentes. Remover cualquiera de las tres piernas es suficiente para prevenir el fenómeno. Asimismo, si un fuego está proceso, remover cualquiera de las piernas lo extinguirá.

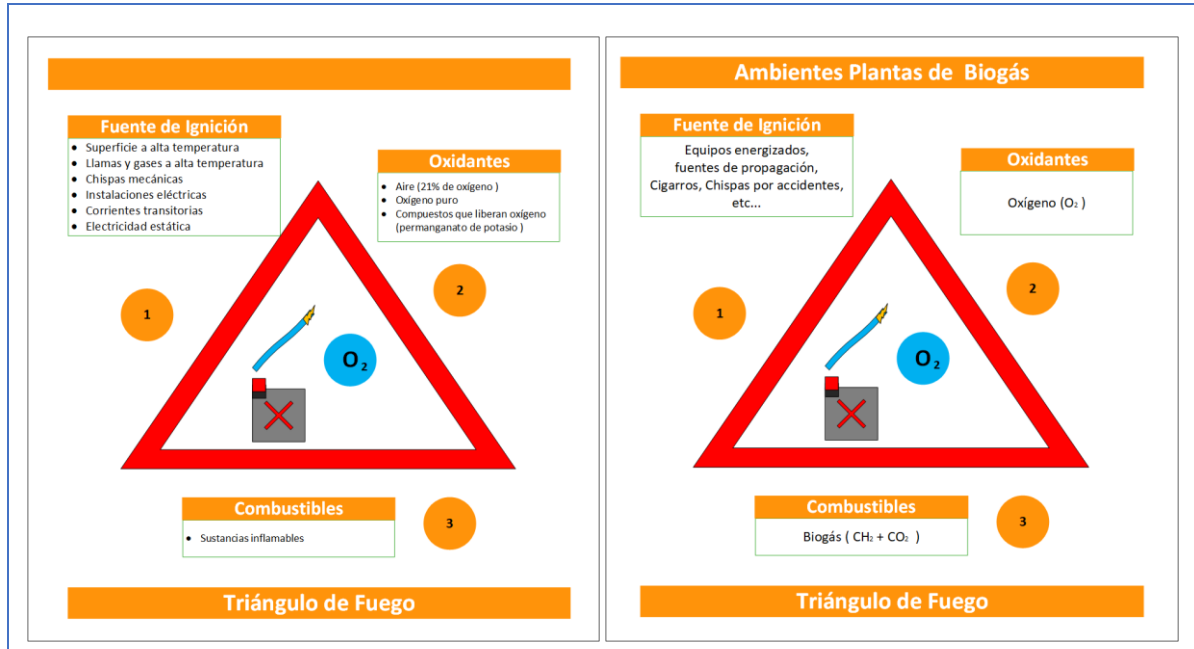


Figura 6-1: Diagrama triángulo de fuego
Fuente: Elaboración propia

1. Presente en grandes cantidades, en almacenes o en el transporte.
2. Presente en el aire.
3. Principal foco de atención: En caso de no poder ser prevenida, se deben tomar las medidas para que la zona en caso de fuego o explosión sea la menor posible.

La identificación de los posibles puntos de ignición contempla la evaluación de la naturaleza de la fuente. Esto es, fuentes fijas y móviles. La primera contempla aparatos y equipos fijos situados en zonas de riesgo, mientras que la segunda corresponde a aparatos y equipos que pueden introducirse a las áreas de riesgo en razón de las actividades a realizar (equipos portátiles o medios de mantenimiento y transporte). Se evalúa especialmente las actividades que se realizan en las áreas de riesgo y los equipos que en estas intervienen, incluso el uso de herramientas manuales. La norma 1127-1 define 13 fuentes de ignición capaces de iniciar una atmosfera explosiva:

1. Superficies calientes
2. Llamas y gases calientes (incluyendo partículas calientes)
3. Chispas de origen mecánico
4. Chispas de origen eléctrico
5. Corrientes eléctricas parásitas-protección contra la corrosión catódica
6. Electricidad estática
7. Rayos
8. Ondas electromagnéticas de radiofrecuencias (10 kHz-300 MHz) y microondas (300 MHz -300 GHz)
9. Radiación óptica (IR, visible y UV), incluyendo la radiación láser
10. Radiación ionizante
11. Ultrasonidos

12. Compresión adiabática, ondas de choque y gases circulantes
13. Reacciones químicas exotérmicas (incluyendo la auto ignición de polvos)

Dependiendo de las circunstancias, en las plantas de biogás se pueden producir dos tipos de explosión:

Detonación: Combustión rápida, supersónica que implica la existencia de una onda expansiva y una zona de reacción detrás de ella que se produce en el límite de explosividad.

Deflagración: Combustión subsónica en la cual la velocidad de propagación del frente de reacción es inferior a la velocidad del sonido en el correspondiente medio y las columnas de gas de la combustión fluyen en dirección contraria a la propagación.

La presión generada en una detonación es menor que en el caso de una deflagración, pero es suficiente para destrozar los cristales de las ventanas, por ejemplo. Con frecuencia, las lesiones del personal se limitan a magulladuras, quemaduras y cortes. La presión resultante en una deflagración es suficiente para dañar o destruir edificios completamente. Las personas pueden sufrir lesiones graves o incluso mortales.

6.3.2 Límites de explosividad

- **Límite inferior de explosividad:** Para la formación de una mezcla explosiva, el combustible debe tener una suficiente concentración en el aire atmosférico. La mínima concentración requerida para iniciar un fuego o explosión es conocida como límite inferior de explosividad (LEL). Normalmente corresponde a un porcentaje en volumen de combustible en el aire, de esta manera, si la concentración del combustible es menor al LEL no será explosivo o inflamable.
- **Límite superior de explosividad:** De forma similar, si la concentración de gas es demasiado rica en el aire atmosférico, no habrá ignición por falta de oxígeno que sostenga el fuego o una explosión. Sobre este límite de concentración no será una condición peligrosa y es conocido como límite superior de explosividad (UEL).

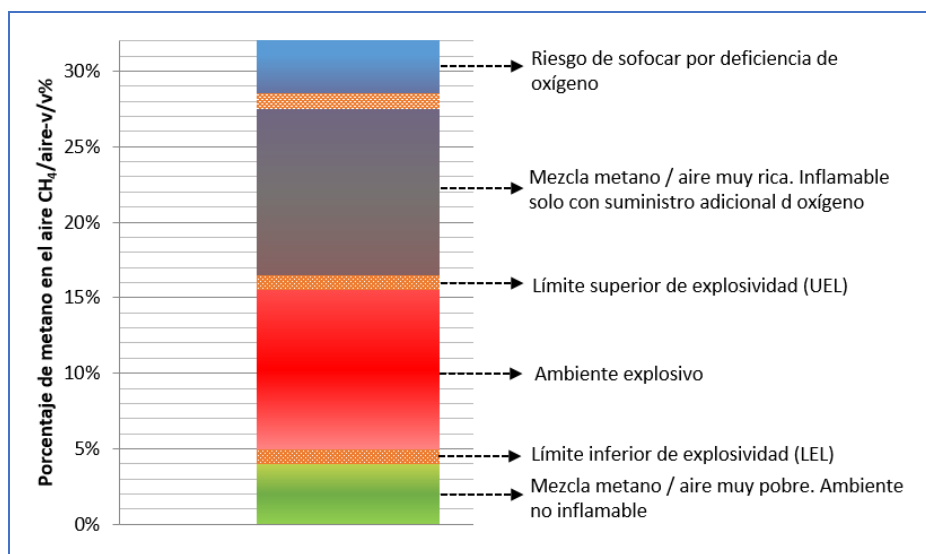


Figura 6-2: Límites de explosividad
Fuente: Adaptado Dräger Safety

Debe ser indicado que diferentes gases o mezclas de gases tienen diferentes límites de riesgo de explosión. Por ejemplo, el LEL del hidrógeno es 4% y el UEL es de 75,6%, mientras que, para el metano, el LEL es de 4,4% y el UEL es de 16,5%. Por lo tanto, cualquier mezcla de gases que caiga dentro de estos límites será una mezcla explosiva. La temperatura de ignición del biogás y del metano es de 700°C y 595°C respectivamente. La composición del biogás puede variar con respecto a las proporciones de metano y dióxido de carbono, de modo que el rango de explosividad de la mezcla de gas en presencia de aire también varía.

La figura a continuación muestra, a modo de ejemplo, los límites de explosividad de una mezcla de metano/dióxido de carbono (70 % CH₄ - 30 % CO₂) y su tendencia (límite superior e inferior). Las mezclas gas-aire por encima o por debajo del rango de explosividad no son inflamables.

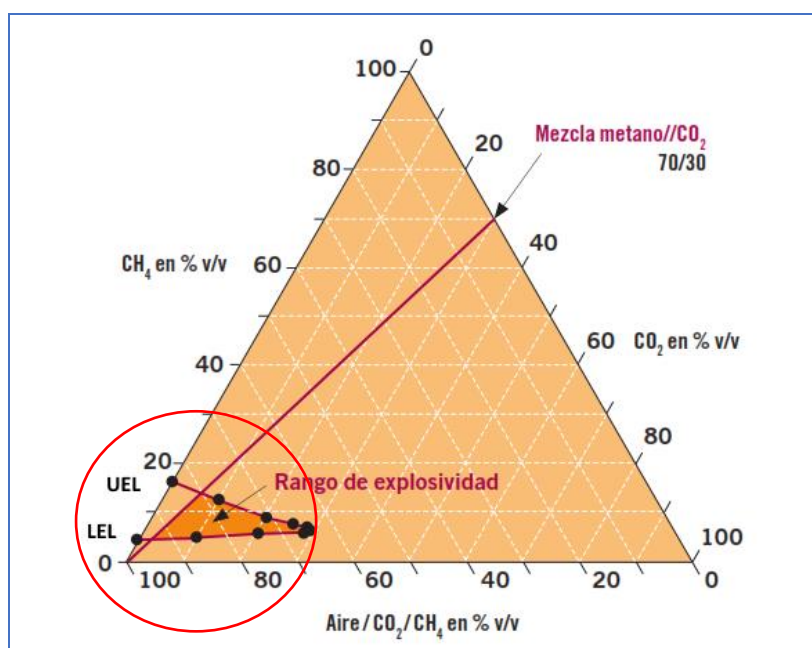


Figura 6-3: Límites de explosividad mezcla de metano / dióxido de carbono
Fuente: Adaptado de GIZ

6.4 Análisis de Riesgos y Seguridad

El análisis de riesgo, también conocido como evaluación de riesgos o PHA (*Process Hazards Analysis*), es el estudio de las causas de las posibles amenazas y probables eventos no deseados, junto con los daños y consecuencias que éstas puedan producir.

Los tipos de análisis de riesgos son generalmente clasificados en dos tipos:

- **Cualitativo:** Puede incluir elementos cuantitativos, pero generalmente se basan en la *opinión de expertos*. Dicha opinión podrá ser cuantificada gracias a respuestas a las que se asigna una puntuación. Generalmente, la graduación se estima como riesgo alto, medio o bajo, aunque en ocasiones se corresponden con un número. El resultado del análisis de riesgo tendrá mayor fiabilidad cuando puedan ser comparadas las respuestas de muchos análisis similares.
- **Cuantitativos:** También descritos como AR probabilísticos, intentan calcular la probabilidad de que un suceso tenga lugar y el coste en términos económicos o medioambientales del impacto resultante. No obstante, la evaluación de estos

riesgos contiene numerosas incertidumbres, por lo que el riesgo puede ser muy difícil de cuantificar. Por ello, los análisis de riesgo puramente cuantitativos son raramente llevados a cabo.

6.5 Fases del análisis de riesgos

En términos generales, riesgo es la valoración de la relación entre la posibilidad de que se produzca un suceso no deseado y su potencial gravedad en un periodo de tiempo específico. Un *factor de riesgo* sería aquella característica que puede hacer incrementar la posibilidad de que se produzca el daño o de que las consecuencias adversas derivadas tengan mayor gravedad.

El proceso de varias etapas comprende:

- Identificación/caracterización de un peligro o factor de riesgo.
- Evaluación de la probabilidad de la presencia.
- Evaluación de los impactos asociados con ese peligro.
- Evaluación de las medidas de mitigación (manejo de riesgo) y la comunicación de los riesgos.

6.6 Herramienta de análisis y evaluación de peligros

6.6.1 Matriz de riesgo

Con el fin de prevenir accidentes, los peligros en las plantas de biogás deben identificarse, evaluarse y minimizarse sistemáticamente. Una herramienta generalmente utilizada en la prevención de riesgo en la industria que permite llevar a cabo este análisis es **la matriz de riesgos** (véase la Tabla siguiente), en la cual se muestran, en forma de tabla, las probabilidades de que ocurra un evento no deseado (el riesgo) en relación con las consecuencias de ese evento. La probabilidad de que un evento ocurra o surta efecto es categorizada en infrecuente, improbable, posible, probable y casi seguro.

Las categorías se “*estiman razonablemente*” o se verifican estadísticamente en el curso de la evaluación de riesgos. Las categorías correspondientes a la gravedad de las consecuencias son las siguientes:

- Lesiones o enfermedades de poca gravedad, por ejemplo, magulladuras.
- Lesiones o enfermedades de gravedad moderada, por ejemplo, fracturas óseas simples.
- Lesiones o enfermedades graves, por ejemplo, paraplejía.
- Posible fallecimiento, desastre, por ejemplo, lesiones graves a numerosas personas.

En esta evaluación, se debe definir e implementar las medidas de protección adecuadas. Los resultados obtenidos deben ser tenidos en cuenta en el diseño, selección de equipos y materiales y a la hora de diseñar las estaciones de trabajo, los procesos de trabajo, producción y las secuencias operativas, así como la manera en que estos interactúan entre sí.

Asimismo, lo anterior se define en el reglamento de seguridad para plantas de biogás. Por regla general, el operador será responsable de realizar la evaluación del peligro o, en su caso, un experto en prevención de riesgos designado por el operador para tal fin. La evaluación del peligro debe actualizarse antes del arranque de la planta, tras cualquier reanudación de las operaciones y después de haber realizado cambios relevantes en términos de seguridad.

Con el fin de brindar asistencia a los operadores a la hora de cumplir sus obligaciones a este respecto, se ha demostrado eficaz que un experto calificado revise tanto la evaluación del peligro como la eficacia de las medidas de protección (véase la Figura). Asimismo, es necesario llevar a cabo una evaluación del peligro antes de que se realicen labores de mantenimiento y reparación, como también antes de que se corrijan averías y fallos de funcionamiento.

Tabla 6-3: Matriz de riesgo

Análisis de riesgos		Consecuencias potenciales					
		Lesiones de poca gravedad o malestar. Sin tratamiento médico o consecuencias físicas mensurables	Lesiones o enfermedad que requiere tratamiento médico. Incapacidad temporal	Lesiones o enfermedad que requieren hospitalización	Lesión o enfermedad que causan incapacidad permanente	Fallecimiento	
		No significativas	De poca importancia	Moderadas	De gran importancia	Graves	
Probabilidad	Se espera que ocurra regularmente bajo circunstancias normales	Casi seguro	Media	Alta	Muy alta	Muy alta	Muy alta
	Se espera que ocurra en algún punto	Probable	Media	Alta	Alta	Muy alta	Muy alta
	Puede ocurrir en algún punto	Posible	Baja	Media	Alta	Alta	Muy alta
	No es probable que ocurra en circunstancias normales	Improbable	Baja	Baja	Media	Media	Alta
	Puede ocurrir, pero probablemente nunca sucederá	Infrecuente	Baja	Baja	Baja	Baja	Media

Fuente: Elaboración propia en base a GIZ



Figura 6-4: Medidas fases de la evaluación del peligro
Fuente: Elaboración propia en base a GIZ

Por regla general, debería aplicarse la jerarquía establecida por el llamado principio TOP (véase la Figura) a la hora de implantar medidas de protección. Esto significa que antes de nada, es necesario adoptar medidas técnicas, tales como cubrir las piezas rotatorias o garantizar que el llenado se realiza en sistemas cerrados.

Una vez que se han agotado todas las medidas técnicas de protección posibles, deben implementarse medidas organizativas, tales como redactar instrucciones operativas, organizar sesiones de capacitación e información a fin de que los dispositivos y equipos puedan utilizarse de forma segura, aunque también deberá poder garantizarse, por ejemplo, que el llenado no tenga lugar cuando se encuentran personas dentro del área de peligro.

En algunos casos, pese a contar con medidas de protección técnicas y organizativas no es posible evitar los peligros. En tales ocasiones, deben ponerse en práctica medidas de protección personal para proteger a las personas en caso de peligro. Esto incluye medidas tales como utilizar sistemas de respiración autónoma para los casos que es inevitable que se libere biogás.

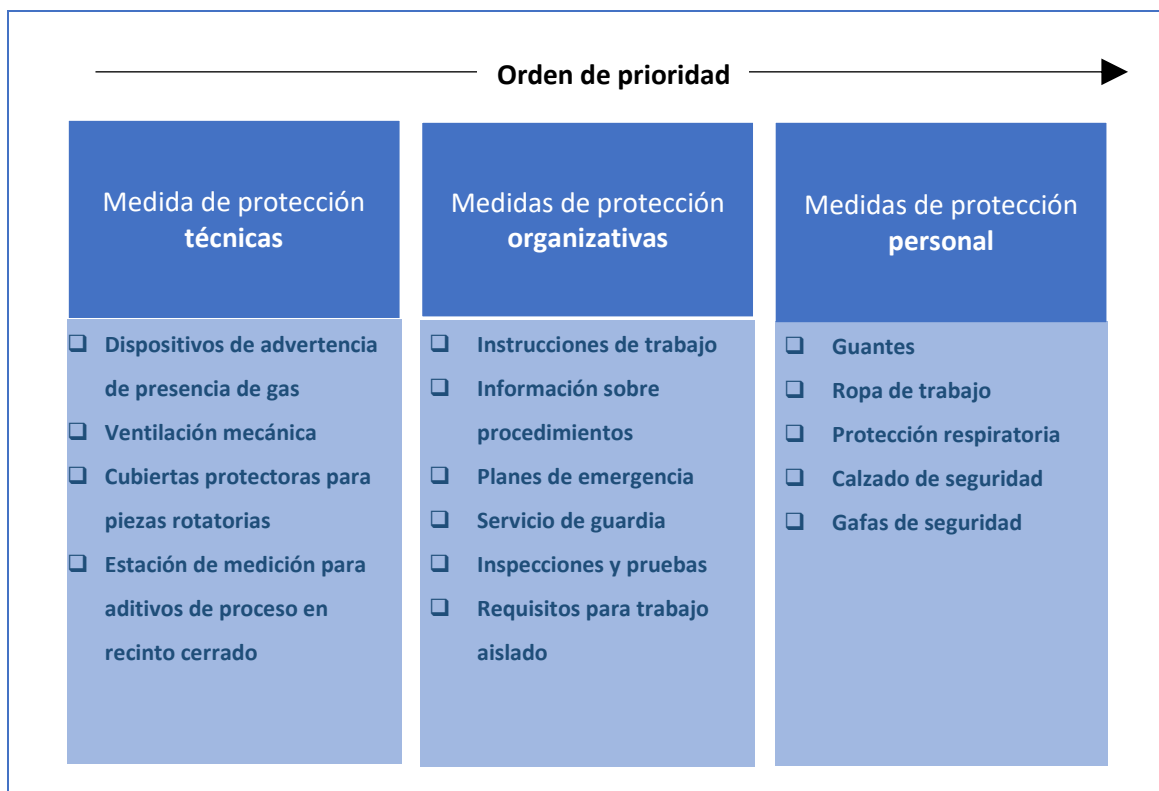


Figura 6-5: Medidas de protección de acuerdo con el principio TOP
Fuente: Elaboración propia en base a GIZ

6.7 Evaluación de peligros en situaciones particulares

El funcionamiento normal de una planta corresponde al estado en el cual la planta opera dentro de sus parámetros de diseño normales. No es apropiado considerar como funcionamiento normal el proceso de partida/parada o las labores de mantenimiento en una planta de biogás en continuo funcionamiento. Las evaluaciones estadísticas de lesiones personales en plantas de biogás ponen de manifiesto una tasa de accidentes significativamente alta en relación con labores de mantenimiento y procesos de arranque y cierre. Por consiguiente, estos estados operativos deberían ser considerados de manera independiente, con instrucciones operativas específicas.

6.7.1 Evaluación de tareas y peligros en la partida de una planta de biogás

Resulta siempre recomendable elaborar un plan de arranque antes de iniciar la puesta en marcha y seguirlo estrictamente durante todo el proceso.

1. Antes de proceder por primera vez al llenado del digestor, deben haberse completado todos los trabajos previos relacionados con el mismo. Esto es, las certificaciones, pruebas y recepciones de conformidad de sistemas, incluidas las tuberías correspondientes, con el fin de prevenir potenciales daños o lesiones.
2. Pesar el sustrato correctamente con el fin de conocer la carga precisa de la planta. Esto resulta sumamente importante tanto para el proceso de arranque como para el control continuo del proceso. Además, el análisis químico regular del sustrato y, en particular, de la mezcla de la digestión, constituye un control eficaz para un proceso de arranque rápido.

3. Si la tasa de carga orgánica aumenta demasiado rápido durante la fase de establecimiento de la biología de digestión, el proceso puede sobrecargarse rápidamente y, en última instancia, prolongar la duración del proceso de arranque.
4. Si los tanques no están llenos completamente, se puede producir una fuga incontrolada de biogás. Por lo tanto, durante el llenado es importante prestar atención a que el nivel de llenado sea el suficiente para garantizar que el equipo de alimentación de sustrato esté completamente sumergido en la fase líquida. Asimismo, cabe señalar que, durante el arranque de la planta, estará temporalmente presente una mezcla de gas explosiva debido al incremento en la proporción de metano en el biogás (con una fracción de entre 6-22 % v/v de biogás en el aire).

6.7.2 Mantenimiento

Solo debería permitirse mantener y reparar las plantas de biogás a aquellas personas que cuenten con los conocimientos especializados y la experiencia necesaria para llevar a cabo las labores pertinentes de forma confiable.

Durante las labores de mantenimiento en las plantas de biogás, además de las áreas sujetas a peligro de explosión designadas bajo condiciones operativas normales, puede haber otras áreas con una atmósfera explosiva peligrosa durante el tiempo de duración del trabajo, por ejemplo, cuando se abren las cubiertas de membrana para sustituir el agitador. Además, dependiendo del contenido de H₂S en el biogás, habrá áreas que presentan un peligro para la salud.

Entre las medidas de protección adecuadas se incluyen:

- Establecer y marcar o acordonar las áreas en las que cabe esperar que exista riesgo de incendio/explosión o un peligro para la salud.
- Apagar los sistemas eléctricos y otros sistemas no protegidos frente a explosión.
- Retirar el biogás de los componentes de la planta.
- Seleccionar los equipos y las herramientas adecuadas a prueba de explosiones.
- Medir la distancia de separación, es decir, determinar la concentración de materiales peligrosos o el contenido de oxígeno utilizando técnicas de medición adecuadas en una determinada área. El propósito de esta medida es determinar que la atmósfera circundante sea segura para los empleados y adoptar medidas de protección adicionales si es necesario.
- Usar equipo de protección personal adecuado.
- Asegurar una ventilación adecuada.
- Nombrar a un supervisor.

A los empleados que desarrollen su actividad cerca de los lugares donde se llevan a cabo las labores de mantenimiento y reparación, se les deberá informar de la hora, la ubicación y la naturaleza del trabajo previsto además de las restricciones y peligros que pueden derivarse en consecuencia y, por consiguiente, de las precauciones y cuidados que deben tener.

Las labores de mantenimiento y reparación deben ser realizadas siempre por empleados capacitados mediante formación profesional, con suficientes conocimientos especializados para ejecutar la orden de mantenimiento o reparación y que hayan sido designados por la entidad operadora o propietaria de la planta. Adicionalmente, resulta esencial utilizar las herramientas y demás equipos de trabajo adecuados para este fin.

En síntesis, en determinados estados operativos excepcionales el operador deberá:

- Definir las responsabilidades de cara a la evaluación de riesgo, identificación de peligros y la implementación de las medidas de protección requeridas.
- Garantizar una comunicación adecuada entre el personal operativo y el personal de mantenimiento.
- Asegurar el área de trabajo durante las labores de mantenimiento y reparación.
- Evitar que terceras partes no autorizadas accedan al área de trabajo si se considera necesario según la evaluación del peligro.
- Disponer de puntos de acceso seguros para el personal de mantenimiento y reparación.
- Evitar los peligros derivados de los equipos o piezas de equipos móviles, de trabajos en altura, de fuentes de energía o de materiales peligrosos.
- Garantizar que los dispositivos están desconectados de las fuentes de energía mecánica y eléctrica. Los dispositivos que cuenten con cargas eléctricas remanentes deberán ser marcados o etiquetados adecuadamente y desenergizados.
- Estipular prácticas de trabajo seguras para condiciones de trabajo que se desvíen del estado normal de operación.
- Proveer todos los símbolos y señales de advertencia de peligro necesarias en relación con las labores de mantenimiento y reparación en los equipos de trabajo.
- Garantizar que se utilizan solamente dispositivos y herramientas adecuadas y el equipo de protección personal apropiado.
- Cumplir con las medidas de protección necesarias en caso de presentarse una atmósfera explosiva y/o peligrosa.
- Utilizar sistemas para aprobar determinados trabajos.

Si las medidas técnicas de protección aplicadas durante el funcionamiento normal dejan de aplicarse de forma parcial o completamente durante las labores de mantenimiento o reparación en los equipos de trabajo, o si este tipo de labor debe realizarse en presencia de un peligro energético, deberá garantizarse la seguridad de los tomando medidas complementarias. El flujo de trabajo de las medidas de mantenimiento se muestra en la siguiente figura.

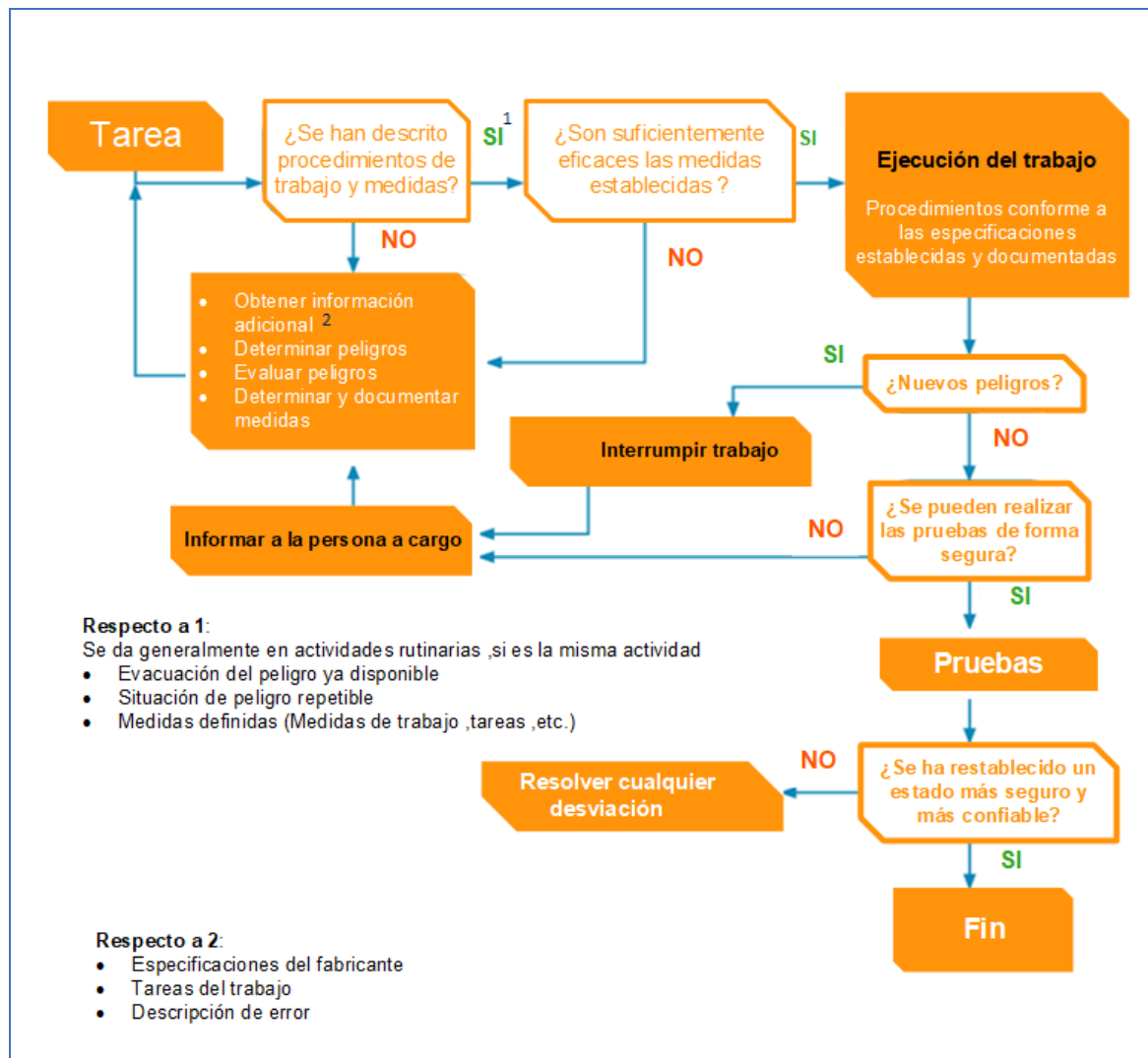


Figura 6-6: Diagrama de flujo para mantenimiento y puesta a prueba
Fuente: Elaboración propia en base a GIZ

6.7.3 Evaluación de tareas y peligros en el cierre o clausura de una planta de biogás

La retirada del servicio de una planta de biogás es un estado operativo especial que requiere medidas particulares. Las áreas explosivas (zonas EX) tienen en cuenta este estado operativo solamente hasta cierta etapa del proceso. Por consiguiente, estos peligros específicos se consideran por separado en un conjunto de instrucciones de trabajo.

- El proceso de carga del sustrato en los digestores se detiene, mientras que la retirada del servicio sigue en curso.
- La cantidad de sustrato retirado no debe exceder el volumen de gas generado a fin de prevenir la formación de una atmósfera explosiva peligrosa.
- En caso de que la cantidad de sustrato retirado supere el volumen de gas generado, el tanque de digestión se desconectará del sistema de recogida de gas, provocando una conexión con la atmósfera, por ejemplo, al vaciar el sello líquido de la válvula o unidad de sobrepresión y subpresión. En ese momento, se puede formar una atmósfera explosiva peligrosa en el digestor como resultado de la entrada de aire.
- Deben evitarse las fuentes de ignición.

- Debe desconectarse el digestor del sistema de recogida de gas para prevenir un flujo de retorno del gas.
- Se puede formar una atmósfera explosiva peligrosa en torno a las boquillas de salida. Deben evitarse las fuentes de ignición.
- Antes de entrar en el digestor y durante el tiempo de permanencia dentro del mismo, se debe garantizar que se ha prevenido de forma segura todo riesgo de asfixia, intoxicación, fuego o explosión mediante una ventilación adecuada y que se dispone de aire suficiente para respirar.
- Todo equipo operativo, como por ejemplo bombas o agitadores, debe haberse asegurado contra el riesgo de que pueda ser conectado.

6.8 Clasificación ATEX

ATEX: Atmosfera Explosiva

La clasificación de las zonas peligrosas y materiales presentes se debe a que los equipamientos eléctricos como motores o lámparas para uso general no pueden ser usados en estas áreas sin tener algún tipo de protección contra una ignición accidental. De igual manera, el uso de equipos electrónicos de uso general como transmisores de presión o indicadores locales está prohibido debido a que todo equipo eléctrico puede producir energía en forma de chispas, las cuales pueden hacer ignición del biogás y/o causar explosiones, causando daños catastróficos. Para ello, en zonas peligrosas se utilizan equipos eléctricos e instrumentación para uso especial con protección contra explosiones. Resulta importante tener en cuenta las siguientes observaciones:

La mera presencia de un material inflamable en un área, no implica necesariamente un riesgo de explosión alto. El material inflamable tiene que ser parte de una mezcla con aire, la cual puede entonces ser fácilmente inflamable o generara una explosión con una ignición, si se dan las condiciones favorables para ello. Como las condiciones para una explosión no son uniformes en una instalación donde se maneja un combustible, se genera el concepto de clasificación de zonas.

La clasificación de zonas de peligro es realizada para áreas de la planta que podría tener instancias de mezclas inflamables de gases, vapores y polvo en la operación diaria y normal. Bajo condiciones catastróficas inusuales como una fuga de biogás masiva, no es aplicable el concepto de zonificación.

Bajo operación usual diaria de una instalación de biogás, hay algunas zonas en las cuales hay presencia de mezcla de biogás inflamable en algún momento. Por lo tanto, el biogás en un gasómetro, el área alrededor del sello mecánico de la membrana, el sello de una válvula de alivio o el sello de un agitador, son todas zonas peligrosas que necesitan ser clasificadas.

Las zonas de riesgo de explosión o fuego son clasificadas como improbables, más probables o menos probables. Las improbables tienen riesgo de explosión o fuego en raras circunstancias. Por ejemplo, la explosión del edificio de control, localizado a cientos de metros de la planta de procesamiento de biogás, tiene una muy baja probabilidad de que ocurra una explosión.

La clasificación de zonas ATEX entrega un perfil de riesgo de explosión, segrega las zonas donde la probabilidad de una explosión es mayor y zonas donde la probabilidad es menor o improbable. En ningún caso predice si una explosión tomará o no tomará lugar en esa área. La clasificación es una herramienta para mitigar el riesgo de explosión en tales zonas.

De esta manera la clasificación de zonas ATEX es una herramienta de gestión de riesgo.

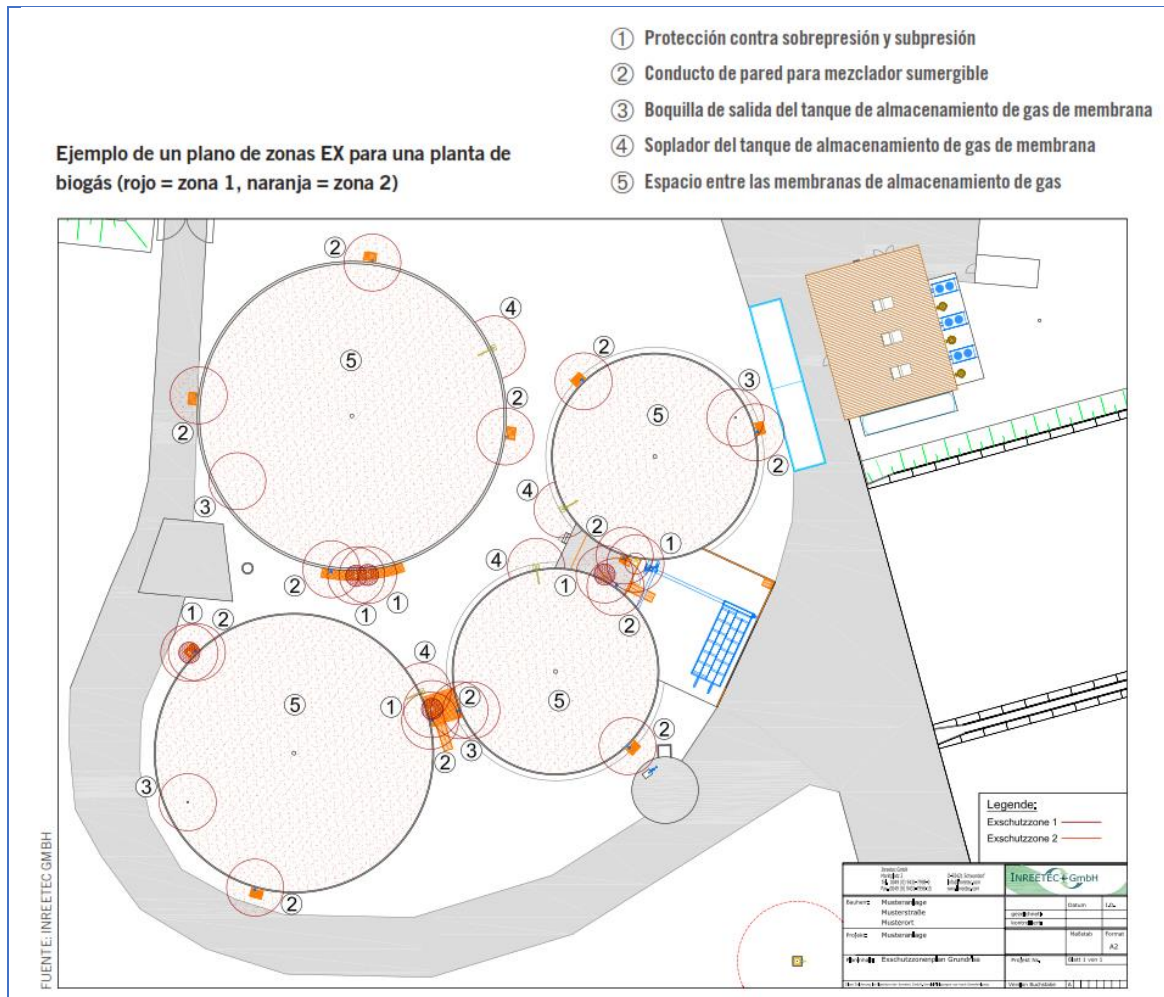


Figura 6-7: Plano zonas ATEX
Fuente: Inreetec GmbH

Las áreas peligrosas pueden dividirse en zonas de acuerdo con la frecuencia y la duración de la ocurrencia de las atmósferas explosivas peligrosas.

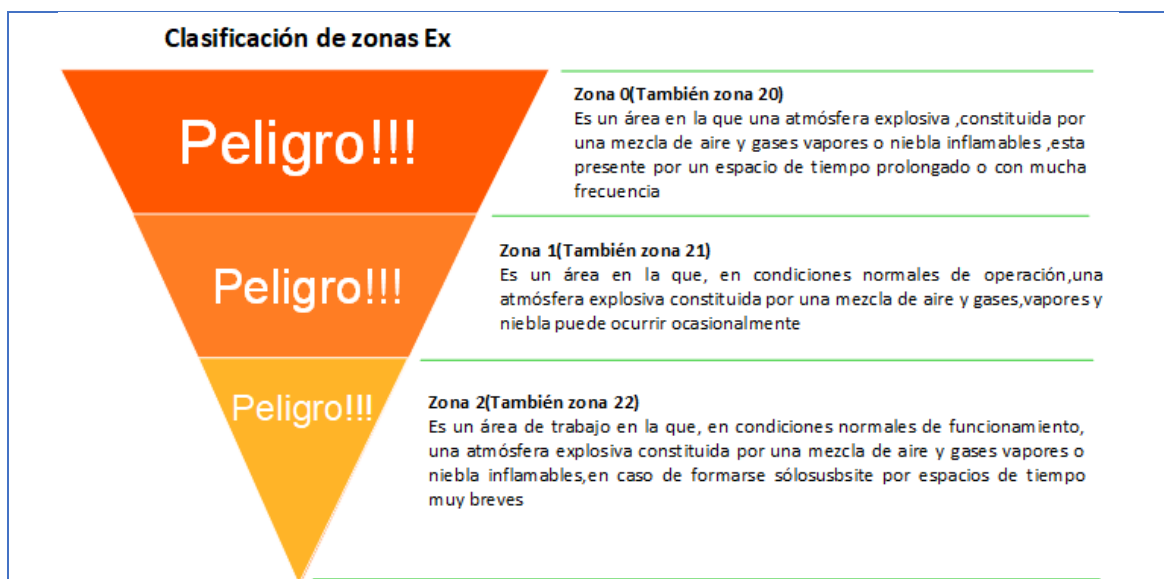


Figura 6-8: Clasificación zonas ATEX
Fuente: Elaboración propia en base a GIZ

6.8.1 Normativa

Las zonas peligrosas en plantas de biogás y equipos, materiales eléctricos y mecánicos son clasificados de acuerdo a estándares internacionales. En particular, este manual hace referencia a **Estándares Norteamericanos** y **Estándares Europeos**.

El Sistema de estandarización americano de clasificación y marcado de equipos realiza la clasificación por: **Clase, Grupo y División**. Este sistema de estandarización es seguido mayoritariamente en todo el continente americano y es tomado en el Código Nacional Eléctrico (NEC) de Norteamérica.

El estándar europeo para la clasificación sigue el sistema de **Zona y Grupo**. El ente de estandarización que prevalece en Europa corresponde a **CENELEC**, el cual además es pionero en el establecimiento de normas relacionadas con la clasificación de áreas peligrosas, protección contra explosiones, etc.

Por otro lado, el IEC (International Electrotechnical Commission) corresponde a un ente global que ha adoptado las normas establecidas para áreas peligrosas de la CENELEC y que integra a la mayoría de los países a nivel global.

6.8.2 Clasificación de zonas según IEC y comparación con el sistema americano

Tabla 6-4: Clasificación de zonas según IEC y comparación con el sistema americano

Condición	Tiempo de exposición	Zona IEC	Sistema Americano	Grado de Peligro
Un área en la cual están presente mezcla de gas-aire atmosférico continuamente o por largos periodos de tiempo	> 1000 horas por año	Zona 0	División 1	Alto
Un área en la cual están presente mezcla de gas-aire atmosférico intermitentemente	10 a 1.000 horas por año	Zona 1		Medio
Un área en la cual están presente mezcla de gas-aire atmosférico raramente o por periodos cortos	< 10 horas por año	Zona 2	División 2	Bajo

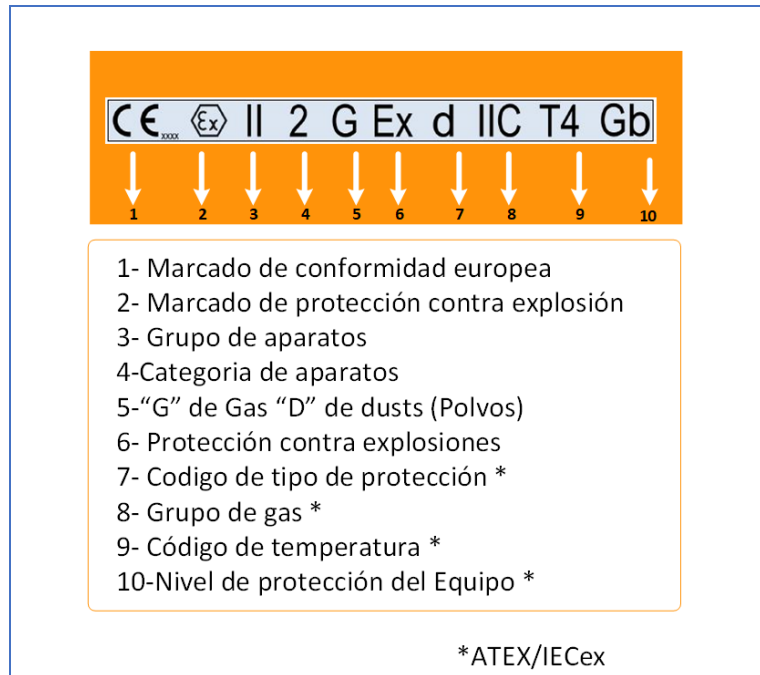


Figura 6-9: Descripción etiqueta ATEX
Fuente: Elaboración propia en base a GIZ

6.9 Marcado de equipos IEC

De conformidad con esta norma, solamente los aparatos aprobados para la zona correspondiente y que presentan el correspondientemente marcado, pueden ser utilizados tal como se presenta en la tabla a continuación.

Tabla 6-5: Marcado de equipos IEC

Zona aprobada	Grupo aparatos	Categoría	Observación
Zona 0	II	1 G	Siempre provistos del marcado correspondiente
Zona 0 o 1	II	1 G o 2 G	
Zona 0, 1 o 2	II	1 G, 2 G o 3 G	

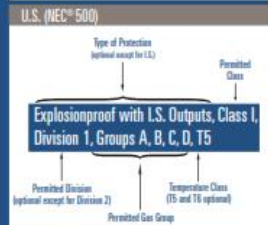
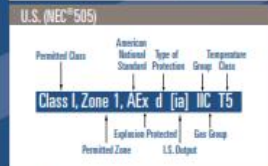
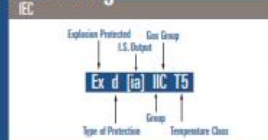


Expert Guide to Hazardous Locations



An FM Global Enterprise

Ex Marking



Acronyms

- ATEX - Atmosphère Explosible
- CEN/LEC - European Committee for Electrotechnical Standardization
- EU - European Union
- IEC - International Electrotechnical Commission
- IS - Intrinsically Safe
- MSHA - Mine Safety and Health Administration
- NEC® - National Electric Code®

FM Approvals
1151 Boston-Providence Turnpike, P.O. Box 9102
Norwood MA 02062-9102
Phone: +1 (1781) 255 4851
Fax: +1 (1781) 762 9375
E-mail: approvals@fmglobal.com
Standards available from www.global.sfs.com
Approval Standards available (at no cost) from www.fmglobal.com/approvals/resources/standards.asp

FD206 (Rev. 4/94) Printed in USA (A/94)
© 2004 FM Global Technologies LLC. All rights reserved.

Protection Concepts

Type of Protection	Code	Permitted Use	Standard	Protection Principle
Increased Safety	AEx e EEx e	Class I, Zone 1	FM 3600 (ISA 12.16.01*) EN 50 019 (until July 2006) or EN 60079-7 IEC 60079-7	No arcs, sparks or hot surfaces
	Ex e	Zone 1	IEC 60079-7	
Non-Initiation	(NI)	Class I, Div 2	FM 3611	Contain the explosion and extinguish the flame
Non-Sparking	AEx nA EEx nA Ex nA	Class I, Zone 2	FM 3600 (ISA 12.12.02) EN 50 017 IEC 60079-15	
	Explosionproof	(XP)	Class I, Div 1	FM 3615
Flameproof	AEx d EEx d Ex d	Class I, Zone 1	FM 3600 (ISA 12.22.01*) EN 50 018 IEC 60079-1	Limit energy of sparks and surface temperature
	Power-fitted	AEx q EEx q Ex q	Class I, Zone 1	
Enclosed Switch	AEx nC EEx nC Ex nC	Class I, Zone 2	FM 3600 (ISA 12.12.02) EN 50 021 IEC 60079-15	Keep flammable gas out
	Intrinsic Safety (IS)	Class I, Div 1	FM 3610†	
Limited Energy	AEx nA EEx nA Ex nA	Class I, Zone 2	FM 3600 (ISA 12.12.02) EN 50 021 IEC 60079-15	Limit energy of sparks and surface temperature
	Ex ia Ex ib	Class I, Zone 0 Class I, Zone 1	FM 3610† FM 3610†	
Pressurized	AEx ia EEx ia Ex ia	Zone 0	EN 50 020:39 EN 50 020:39	Limit energy of sparks and surface temperature
	Ex ia Ex ib	Zone 0 Zone 1	IEC 60079-11 IEC 60079-11	
Restricted Breathing	AEx nR EEx nR Ex nR	Class I, Zone 2	FM 3600 (ISA 12.12.02) EN 50 021 IEC 60079-15	Keep flammable gas out
	Ex nL	Zone 2	EN 50 021 IEC 60079-15	
Incapacitation	AEx m EEx m Ex m	Class I, Zone 1	FM 3600 (ISA 12.23.01*) EN 50 028 IEC 60079-18	Limit energy of sparks and surface temperature
	Oil Immersion	AEx o EEx o Ex o	Class I, Zone 1	

*Based on IEC 60079-15 †Based on IEC 60079-15

Area Classification

Zone	Division	U.S. (NEC®505)	U.S. (NEC®500)
Zone 0	Division 1	Zone 0	Division 1
Zone 1	Division 2	Zone 1	Division 2
Zone 2	Division 2	Zone 2	Division 2

Apparatus Grouping

Typical Gas/Dust/Flame	U.S. (NEC®505) IEC	U.S. (NEC®500)
Acetylene	Group IIC	Class I Group A
Hydrogen	Group IIB + H ₂	Class I Group B
Ethylene	Group IIB	Class I Group C
Propane	Group IIA	Class I Group D
Methane	Group I*	Mining*
Metal Dust	None	Class II Group E
Coal Dust	None	Class II Group F
Grain Dust	None	Class II Group G
Fibers	None	Class III

*Not within scope of NEC® under jurisdiction of MSHA

Temperature Class

Maximum Surface Temperature	U.S. (NEC®505) IEC	U.S. (NEC®500)
450°C	T1	T1
300°C	T2	T2
280°C	T2A	T2A
260°C	T2B	T2B
230°C	T2C	T2C
215°C	T2D	T2D
200°C	T3	T3
180°C	T3A	T3A
165°C	T3B	T3B
160°C	T3C	T3C
135°C	T4	T4
120°C	T4A	T4A
100°C	T5	T5
85°C	T6	T6

Ingress Protection (IP) Codes

First Number	Second Number	Protection Against Solid Bodies	Protection Against Liquid
0		No protection	No protection
1		Objects greater than 50 mm	Vertically dripping water
2		Objects greater than 12 mm	75° to 90° dripping water
3		Objects greater than 2.5 mm	Splashed water
4		Objects greater than 1 mm	Water jets
5		Dust-protected	Heavy seas
6		Dust-tight	Effects of immersion
7			Effects of immersion
8			Indefinite immersion

Approximate U.S. Explosive Type Equivalent to IPXX

Type → IP	Type → IP	Type → IP	Type → IP
1 10	3S	54	6 and 6P 87
2 11	4 and 4X	55	12 and 12K 52
3 54	5	52	13 54
3R 14			

International Partners

- BAEHA**
Bureau of Explosives
1151 Boston-Providence Turnpike, P.O. Box 9102
Norwood MA 02062-9102
Phone: +1 (1781) 255 4851
Fax: +1 (1781) 762 9375
www.baeha.com
- CEC**
Comité de Propriété de Énergie Électrique
Ardennes - Sous-Énergie - R.F. Nivel
Phone: +31 (0)21 307 1101
Fax: +31 (0)21 308 2443
www.cec.be
- CEC/CEC**
Nationale Explosie Bescherming
Electrical Apparatus Research Institute
Nieuwegein, Heteren, China
Phone: +86 (0)177 325 6541
Fax: +86 (0)177 322 4273
www.cec.com.cn
- CEC**
CSA International
Etobicoke, ON, Canada M9W 1B3
Phone: +1 (416) 747 4000
Fax: +1 (416) 747 4079
www.csa-international.org
- EXAM (UK)**
EXAM BBG Prof- and Zertifizier GmbH
D-44089 Bochum, Germany
Phone: +49 (0)201 172 3952
Fax: +49 (0)201 172 3982
www.bbg.com.de
- IEC**
Institut National de L'Environnement
Industriel et des Risques
69593 Marcy-l'Étoile, France
Phone: +33 (0)344 55 6677
Fax: +33 (0)344 55 6699
www.iner.fr
- KEMA**
KEMA Quality B.V.
1812 AR Amstelveen, The Netherlands
Phone: +31 (0)20 309 4428
Fax: +31 (0)20 351 0578
www.kema.nl
- LOE**
Laboratoire Central des Industries Electriques
F-92200 Fontenay-aux-Roses, France
Phone: +33 (0)1 49 05 6208
Fax: +33 (0)1 49 05 8856
www.loe.fr
- NEC**
Nepco Elektriska Materielkontroll
Piteå, Sweden
Phone: +47 22 90 0414
Fax: +47 22 90 0852
www.nec.se
- NEPSI (CN)**
National Supervision and Inspection Center
for Explosion Protection and Safety
of Instrumentation, Shanghai Institute of
Process Automation Instrumentation
Shanghai, China
Phone: +86 (0)21 450 8180
Fax: +86 (0)21 453 3766
www.npsi.com
- PTB**
Physikalisch-Technische
Bundesanstalt
D-38116 Braunschweig, Germany
Phone: +49 (0)531 992-0
Fax: +49 (0)531 992-3008
www.ptb.de
- SABS**
South African Bureau of Standards
Pretoria 0001, South Africa
Phone: +27 (0)12 424 6863
Fax: +27 (0)12 424 6854
www.sabs.co.za
- SIS**
Sira Certification Service
Eickelbusch, Chemnitz 0794 509,
United Kingdom
Phone: +44 (0)1244 670 000
Fax: +44 (0)1244 681 300
www.siras.com
- TSE**
TSE Australia
Lonsdale, NSW 2753, Australia
Phone: +61 (0)247 244 980
Fax: +61 (0)247 244 999
www.tse.com.au
- ULM**
Zehn Ex e.k.
D-58123 Brunnenscheid, Germany
Phone: +49 (0)231 614 040
Fax: +49 (0)231 614 0422
www.ulm.de



www.fmglobal.com/approvals

Figura 6-10: Guías ATEX ubicaciones peligrosas Fuente: FM Approvals

6.10 Modos de protección de equipos eléctricos para gases

Para cerciorar la seguridad en las instalaciones, los equipos eléctricos deben cumplir con ciertos requerimientos dependiendo la zona en la que está permitido su uso. Un equipo eléctrico solo será apto para las zonas explosivas, si está construido con arreglo a uno de los siguientes modos de protección:

Tabla 6-6: Modos de protección de equipos eléctricos para gases

MODOS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICOS	
NOMBRE	SÍMBOLO
Envolvente antideflagrante flameproof	d
Seguridad aumentada	e
Seguridad intrínseca	i
Sobrepresión interna	p
Relleno pulverulento	q
Encapsulado	m
Inmersión en aceite	o
Antichispa	nA
Energía limitada	nL
Dispositivo sellado, herméticamente sellado, encapsulado, corte blindado	nC

Dependiendo del nivel de protección requerido, se utilizan diferentes modos que garantizan una operación segura de acuerdo a las normas técnicas establecidas:

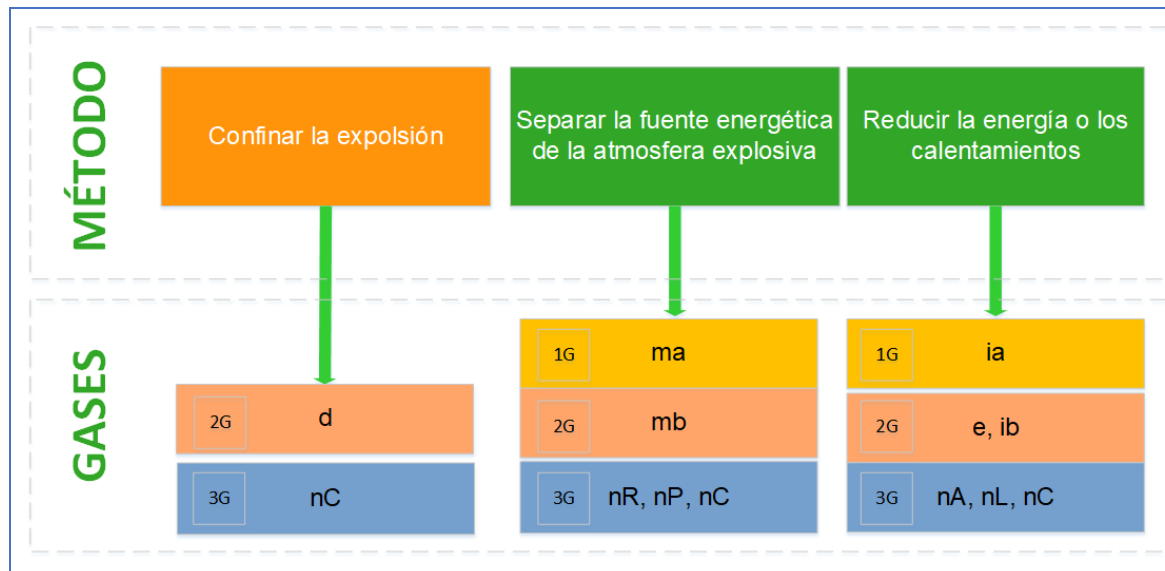


Figura 6-11: Modos de protección de equipos eléctricos para gases

Fuente: Adaptado de SustentaEx

6.11 Exigencias de Gestión de la Seguridad del Reglamento

6.11.1 Manual de Seguridad (MS) para Instalaciones Medianas

Manual de seguridad (MS): Documento que contiene las instrucciones y procedimientos de seguridad que deben emplearse tanto en la operación como en el término definitivo de operaciones de una planta de biogás.

El Operador de una Instalación de biogás, deberá dar cumplimiento del MS y verificar que el personal a su cargo, esté debidamente capacitado para su aplicación. Las capacitaciones deben ser en forma periódica, en intervalos que no excedan de dos años. El Operador de la Instalación de biogás, deberá mantener un registro en el que se deje constancia de la capacitación otorgada al personal a su cargo.

El Manual de Seguridad de Combustibles debe contener las siguientes materias:

- a) Definición de las obligaciones y responsabilidades básicas del operador y del personal, en materia de seguridad y riesgos.
- b) Organigrama.
- c) Supervisión de las operaciones.
- d) Procedimientos de trabajo seguro (PTS) en instalaciones de CL.
- e) Hoja de datos de seguridad de productos químicos (HDS) según NCh 2245.Of2003, "Sustancias químicas - Hojas de datos de seguridad y en Requisitos".
- f) Instrucciones de prevención de riesgos en el manejo de biogás y sustancias peligrosas.
- g) Plan de Mantenimiento e Inspección de la instalación.
- h) Relaciones con contratistas en aspectos de seguridad y durante emergencias.
- i) Procedimientos para otorgar permisos para realizar trabajos de construcción, mantenimiento e inspección.
- j) Investigación de accidentes.
- k) Obligaciones de la gerencia, del servicio de prevención de riesgos, de los supervisores y de los trabajadores.
- l) Prohibiciones a todo el personal.
- m) Normas especiales.

Será aplicable a su personal y a toda persona que, por cualquier causa, concurra a las instalaciones. El MS deberá ser revisado en períodos no superiores a 3 años y actualizado cada vez que se efectúe una modificación que tenga incidencia en alguna de las materias contenidas en éste, lo que debe ser efectuado con la asesoría de un Experto en Prevención de Riesgos.

6.11.2 Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR) para Instalaciones Grandes

El Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo es el conjunto ordenado de actividades sistemáticas, debidamente formalizadas y documentadas, destinadas a controlar o eliminar los riesgos de accidentes y daños a las personas o cosas, que una organización se propone cumplir en un período determinado.

El Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo deberá contener:

- a) Orientaciones y objetivos generales de la empresa administradora de las instalaciones biogás, en relación con la seguridad y los riesgos, expresados

- formalmente por la dirección superior, a través de una política definida de seguridad y riesgos. Esta deberá contener, como mínimo, el cumplimiento explícito de la legislación vigente y aplicable.
- b) Definiciones de las obligaciones y responsabilidades básicas del operador de una instalación de biogás y del personal, en materia de seguridad y riesgos.
 - c) Estructura organizacional, procedimientos, procesos, estándares, documentos y recursos para aplicar el SGSR.
 - d) Identificación de los peligros y evaluación de los riesgos de la actividad y de sus instalaciones.
 - e) Planes y programas de prevención y control de riesgos.
 - f) Programas de capacitación y entrenamiento del personal.
 - g) Programa de confiabilidad operacional para el aseguramiento de la integridad mecánica y la confiabilidad del equipamiento crítico, tales como tanques y tuberías.
 - h) Procedimientos escritos para el manejo seguro de las instalaciones, que incluyan:
 - Instrucciones para la operación segura de cada instalación de biogás.
 - Condiciones para puesta en servicio, para operación normal, operaciones provisionales, operaciones de emergencia, y detención programada.
 - Plan de Mantenimiento e Inspección de las instalaciones que opera.
 - Naturaleza, cantidad, duración y frecuencia de las actividades.
 - Investigación de accidentes.
 - Procedimientos de revisiones y evaluación anual de la efectividad del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo.
 - Relaciones con contratistas en aspectos de seguridad y durante emergencias.
 - i) Revisión y evaluación anual de la efectividad del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo.
 - j) Manual de Seguridad

El SGSR deberá contar con la identificación de los peligros y la evaluación de riesgos de la actividad y de sus instalaciones (matriz de riesgo). La evaluación de riesgo deberá considerar el Árbol de Eventos y sus consecuencias, como asimismo los valores umbrales de sobrepresión y radiación, confinando los efectos de un evento dentro de límites de seguridad permisibles. La evaluación de riesgo se deberá actualizar, dentro de los seis meses siguientes a la realización de cambios en el diseño de la Instalación de biogás, o tan pronto se verifiquen cambios en su entorno que alteren o afecten las distancias mínimas de seguridad.

6.11.3 Documentación para el desarrollo de trabajos

6.11.3.1 Ejemplos de Evaluación de Peligros y Análisis de Trabajo Seguro AST

El AST es un método para identificar los peligros que generan riesgos de accidentes o enfermedades potenciales relacionadas con cada etapa de un trabajo o tarea y el desarrollo de controles que en alguna forma eliminen o minimicen estos riesgos.

Evaluación del peligro						
Información general sobre la planta de biogás						
Operador:			Tarea asignada [fecha]:			
			Número de empleados:			
Fecha:						
Personas implicadas en la evaluación del peligro:						
Firmas:						
1. Parte general						
1.1 Peligros en general: organización						
Área de actividad	Peligro	Medida de protección	Realizada			Implementada ¿quién? / ¿cuándo?
			Sí	No	No necesaria	
Responsabilidad	Las tareas, responsabilidades y competencias no están claras u organizadas correctamente.	El operador es responsable de todas las tareas, responsabilidades y competencias. Se documentan las desviaciones.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
		Las empresas externas son instruidas por el operador.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Selección de trabajadores	Contratación de personas no cualificadas (daños para la salud, daños a los bienes).	Identificación de aptitud profesional antes de contratación.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
		Se han definido y se tienen en cuenta criterios de selección de la empresa (p. ej. educación).	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
		Se verifican los permisos de conducción necesarios.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
		Los nuevos empleados reciben formación de inducción.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Trabajo sin estudios ni formación adecuados	Poner en peligro a uno mismo, a otros empleados y empleadas o a otras personas.	Solo empleados con formación continua adecuada realizan las tareas relevantes.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
		Los empleados participan en medidas de formación continua relevantes.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
		Solo están contratadas personas aptas y formadas.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Instrucción en seguridad	No reconocimiento de peligros o no consideración de las medidas de protección.	Los empleados reciben instrucción relativa a posibles peligros y medidas de protección antes de empezar a trabajar.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Horario laboral	El horario laboral, el tiempo de descanso y las pausas no se cumplen.	Las horas de trabajo básicas deben respetarse.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
		Las pausas deben respetarse.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Primeros auxilios	Falta de primeros auxilios tras accidente o enfermedad repentina	Se dispone de material de primeros auxilios.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
		Se conocen los números de teléfono de emergencias.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
		El personal formado en primeros auxilios está localizable y disponible.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Figura 6-12: Evaluación de Peligros y Análisis de Trabajo Seguro
Fuente: GIZ

Análisis seguro de trabajo					
Contratista (razón social):				R.U.C.:	
Trabajo a realizar				Responsable:	
Obra/lugar				Fecha:	
Secuencia del proceso	Peligros	Riesgo			Medida preventiva
(Listar actividades PRINCIPALES que se realizan para la ejecución de tareas)	(Listar los peligros que se identifican, asociados a las actividades)	Bajo	Medio	Alto	
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
Consideraciones adicionales					
Equipo de Protección Personal (EPP)			Valoración del riesgo:		
Ojos:		Las consecuencias que se generarían si el peligro se manifiesta son:			
Rostro:		Bajo	No causa daño o solo puede producir lesiones leves		
Oídos:		Medio	Incapacidad temporal - No continua sus labores		
Nasal:		Alto	Incapacidad permanente parcial, total o muerte		
Manos:		Tipo de capacitación que requiere (marcar con X)			
Brazos:		Charla de inducción (5 min)			
Piernas:		Entrenamiento especializado			
Cuerpo:		Otros (especificar)			
Otros (especificar):					
Datos del Elaborador					
Nombre del Elaborador					
Cargo en la empresa contratista					

Figura 6-13: Ejemplo análisis seguro del trabajo
Fuente: Brunsley Elliot

6.11.4 Documentación aplicable a mantenimiento, instalación y reparación

Ubicación/lugar de trabajo (p. ej. planta)	PLANTA DE BIOGÁS	
Orden de trabajo (p. ej. reparación de agitador) Cliente/empleador responsable.....	
Período de trabajo	Fecha del a la fecha de finalización prevista	
	<input type="checkbox"/> Consulta sobre situación actual necesaria diariamente antes de comenzar el trabajo	
Tipo de trabajo/orden de trabajo	<input type="checkbox"/> Soldadura por arco eléctrico <input type="checkbox"/> (Gas inerte)..... <input type="checkbox"/> (Varilla para soldar) <input type="checkbox"/> Soldadura oxiacetilénica/soldadura fuerte..... <input type="checkbox"/> (Oxi) Corte <input type="checkbox"/> Amolado/Corte con amoladora angular <input type="checkbox"/> Otros:	
Ejecutado por	<input type="checkbox"/> Empresa externa: Director/a responsable en planta de la empresa extern:	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/> Miembro de plantilla propio de la planta de biogás:	
	El contratista cuenta con los conocimientos técnicos exigidos	<input type="checkbox"/>
Ejecutado por	Si los empleados de otros empleadores están expuestos a altos niveles de peligro, los empleadores afectados deberán designar a un coordinador por escrito para acordar las medidas de protección: Coordinador:	<input type="checkbox"/>
	Trabajo de mantenimiento realizado conforme a la evaluación del peligro.	<input type="checkbox"/>
	El contratista ha informado al cliente y a otros empleadores sobre los peligros que supone este trabajo para los empleados y empleadas del cliente y de otros empleadores.	<input type="checkbox"/>
	Equipos de protección personal: selección y, si procede, uso obligatorio (calzado de seguridad, protección auditiva, protección contra caídas, ropa ignífuga, ropa de protección contra productos químicos, guantes protectores, gafas protectoras, mascarilla de respiración, etc.).	<input type="checkbox"/>
	Observancia de las señales de información, señales obligatorias y señales de prohibición.	<input type="checkbox"/>
	Nota: En el área de recepción del equipamiento, puede haber presentes depósitos tóxicos, muy tóxicos, carcinógenos, mutagénicos o reprotóxicos como resultado de añadir aditivos y materiales auxiliares (p. ej. oligoelementos). En ese caso, es necesario seguir las estipulaciones de la ficha de datos de seguridad, especialmente en lo relativo al equipo de protección personal, y se deberá designar para esta labor solamente a personal apto y debidamente instruido.	<input type="checkbox"/>
	¿Maquinaria asegurada para prevenir un arranque accidental y debidamente etiquetada?	<input type="checkbox"/>
	Nota: A menudo no hay conexión con la red de telefonía móvil dentro de los tanques de acero y de hormigón armado.	<input type="checkbox"/>
	Transporte y vías de evacuación libres y despejadas.	<input type="checkbox"/>
	Extintores, maletín de primeros auxilios y cuadros de distribución eléctricos no bloqueados.	<input type="checkbox"/>

Inducción laboral	Procedimientos de trabajo, posibles peligros, uso adecuado de precauciones de seguridad y equipos de protección ambiental discutidos. Plan de emergencia distribuido.	<input type="checkbox"/>
	Todo el trabajo encomendado realizado siempre bajo supervisión. Prohibido el trabajo en solitario sin supervisión.	<input type="checkbox"/>
	Atención dirigida a las áreas con atmósfera potencialmente explosiva.	<input type="checkbox"/>
	Atención dirigida a posibles peligros ocultos (p. ej. energía residual, cables/tuberías ocultos, equipos para trabajos en altura, tuberías presurizadas, etc.).	<input type="checkbox"/>
	No puentear o manipular equipos de seguridad sobre máquinas o edificios (p. ej. puentear conectores de contacto orientados a la seguridad, bloqueo de puertas contra incendios, etc.).	<input type="checkbox"/>
	Se informará inmediatamente de cualquier deficiencia (en materia de seguridad laboral) detectada al jefe de explotación de la planta.	<input type="checkbox"/>
	Información sobre sustancias peligrosas presentes, p. ej. basada en las fichas de datos de seguridad:	<input type="checkbox"/>
	▶ Aditivos y materiales auxiliares (oligoelementos, etc.)	<input type="checkbox"/>
	▶ Líquidos inflamables	<input type="checkbox"/>
	▶ Materiales inflamables (sólidos, polvos, materiales aislantes)	<input type="checkbox"/>
	▶ Riesgo de explosión derivado de gases/vapores	<input type="checkbox"/>
	▶ Peligro de asfixia derivado de gases CO ₂ que desplazan el oxígeno	<input type="checkbox"/>
	▶ Peligro de intoxicación por gases tóxicos como el H ₂ S y el NH ₃	<input type="checkbox"/>
	▶ Otras sustancias peligrosas	<input type="checkbox"/>
	Áreas de trabajo que deben asegurarse con barreras y avisos de modo que nadie esté en peligro.	<input type="checkbox"/>
	Cumplimiento de las instrucciones de uso, p. ej. para cargadoras, maquinaria y equipos sobre ruedas.	<input type="checkbox"/>
	Prohibición del consumo de alcohol y estupefacientes.	<input type="checkbox"/>
	Prohibición de fumar en todas las áreas señalizadas.	<input type="checkbox"/>
	Se ha explicado cómo utilizar herramientas eléctricas, escaleras de mano, etc. de forma segura, se ha llamado la atención sobre la necesidad de realizar una inspección visual antes del uso.	<input type="checkbox"/>
	Explicadas las medidas de emergencia para incidentes que supongan un riesgo medioambiental.	<input type="checkbox"/>
Otros:	<input type="checkbox"/>	
Equipos de trabajo obligatorios y equipos de seguridad laboral	<input type="checkbox"/> Escaleras de mano, ayudas para trepar	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/> Protección contra caídas	
	<input type="checkbox"/> Casco	
	<input type="checkbox"/> Protección auditiva	
	<input type="checkbox"/> Protección ocular	
<input type="checkbox"/> Lámparas especiales (clase de protección IP, ¿ATEX?)	<input type="checkbox"/>	
<input type="checkbox"/> Medios de comunicación especiales (clase de protección IP, ¿ATEX?)		
<input type="checkbox"/> Equipos elevadores especiales para herramientas y cilindros de gas de soldadura		
Provisión de una estación de rescate con equipos de rescate/recuperación.		<input type="checkbox"/>
Provisión de equipamiento de primeros auxilios.		<input type="checkbox"/>
Botella lavaojos, desinfectante de heridas, kit de primeros auxilios para quemaduras.	<input type="checkbox"/>	

Medidas especiales para prevenir daños durante el trabajo en lugares donde se generan chispas	Se dispone del siguiente certificado de competencia (p. ej. certificado del soldador para labores de soldadura en tuberías de gas):	<input type="checkbox"/>
	Retirada de objetos y materiales inflamables, incluidos depósitos de polvo, dentro de un radio de m.	<input type="checkbox"/>
	(también en espacios adyacentes = ¿resistente al vapor? ¿conductos vacíos, conductos de cables, puertas, conductos de ventilación?)	<input type="checkbox"/>
	¿Biogás eliminado de las áreas vulnerables?	<input type="checkbox"/>
	Todos los objetos inflamables en riesgo cerca de y debajo del lugar de trabajo están cubiertos.	<input type="checkbox"/>
	Sellado seguro de aberturas, tuberías y lugares de tránsito a áreas adyacentes y tanques en situación de riesgo conectados al sistema de gas.	<input type="checkbox"/>
	Eliminación de materiales de revestimiento y aislamiento potencialmente inflamable.	<input type="checkbox"/>
	Establecimiento de conexión equipotencial (set antiestático) y humidificación.	<input type="checkbox"/>
	PRECAUCIÓN: Hay que prestar especial atención a los pequeños incendios secundarios causados por cordones de soldadura y chispas de amoladora angular.	<input type="checkbox"/>
	¿Eliminación del riesgo de explosión en tanques y tuberías mediante inertización de las tuberías con N ₂ o CO ₂ ?	<input type="checkbox"/>
	Ventilación de protección, ventilación activa significativamente por debajo de LIE Potencia ventilador: m ³ /h Espacio a ventilar: volumen m ³ Tubo de ventilación (manguera para ventilación en espiral) m de largo (distancia del punto de entrada de aire fresco a zona EX/punto de salida de gas)	<input type="checkbox"/>
	Purga/extracción de gases (uso exclusivo de ventiladores protegidos contra explosiones /ATEX, p. ej. tomar prestados del cuerpo de bomberos).	<input type="checkbox"/>
	Medición de la distancia de separación con un detector de gas (p. ej. monitor de gas multicanal) por un experto: ¿batería cargada, revisada y lista para entrar en funcionamiento, etc.? Medición de la atmósfera en el área de trabajo con distancia de seguridad adecuada, p. ej. CH ₄ < 0,5 %; O ₂ > 20 %, CO ₂ < 0,5 %, H ₂ S < 10 ppm, NH ₃ < 5 ppm	<input type="checkbox"/>
Provisión de un sistema de vigilancia de incendios con equipo de extinción.	<input type="checkbox"/>	
Equipo de primera respuesta para combatir incendios incipientes	<input type="checkbox"/> Extintores (nota: ¡Si es posible, tener varios agentes extintores diferentes preparados!) <input type="checkbox"/> agua <input type="checkbox"/> espuma <input type="checkbox"/> CO ₂ <input type="checkbox"/> Polvo seco ABC <input type="checkbox"/> polvo seco BC <input type="checkbox"/> ¿manguera de agua (conectada) con boquilla rociadora?	
Autorización	The listed safety measures are to be implemented. Deberán observarse las disposiciones pertinentes sobre seguridad y salud industrial, materiales peligrosos y prevención de accidentes (en Alemania: BetrSichV (Reglamento sobre seguridad industrial), GefStoffV (Reglamento sobre sustancias peligrosas), TRGS 529 (Reglas técnicas sobre sustancias peligrosas) y DGUV (Seguro legal alemán de accidentes)). En particular, la norma DGUV 113-001 (antiguamente BGR 117-1) se aplica para inspeccionar y trabajar en tanques, digestores, pozos, cámaras y espacios angostos bajo el nivel del suelo.	
..... Fecha Firma del empleador/operador responsable de la planta de biogás Firma de la persona que lleva a cabo el trabajo

Figura 6-14: Formulario de inscripción para subcontratistas
Fuente: GIZ

6.11.5 Equipamiento de Protección Personal para una operación e intervención segura

Tabla 6-7: Modos de protección de equipos eléctricos para gases

Peligros	Ejemplos	Equipo de protección personal (EPP)
Sustancias peligrosas (transportadas por el aire)	<ul style="list-style-type: none"> • Microorganismos • Aerosoles • Biogás (sus constituyentes) • Aditivos y materiales auxiliares 	<p>Protección para ojos y cara cuando hay posibilidad de pulverización o rociado de materiales o líquidos infecciosos y las medidas técnicas no brindan una protección adecuada. Las tareas para las cuales se utilice protección respiratoria deben tenerse en cuenta expresamente en la evaluación de peligro.</p> <p>La protección respiratoria adecuada debe satisfacer como mínimo los siguientes requisitos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Media máscara con filtro de partículas de clase P2 según DIN EN 143 o media máscara con filtro de partículas FFP2 según DIN EN 149. • Las medias máscaras de filtrado con válvula de exhalación son la elección preferente. <p>Si se libera biogás, deben utilizarse siempre equipos de respiración autónomos de circuito cerrado debido a la posibilidad de altas concentraciones de H₂S y de desplazamiento de oxígeno.</p>
Sustancias peligrosas (contacto cutáneo)	<ul style="list-style-type: none"> • Hongos • Bacterias • Virus • Endotoxinas • Aditivos y materiales auxiliares 	<p>Guantes para trabajos pesados, impermeables y bajo en alérgenos, con puños ampliados para prevenir la contaminación de líquidos con patógenos que se introduzcan en los guantes y resistentes a los desinfectantes que se utilicen.</p> <p>Protección para ojos y cara si cabe esperar que se produzca una pulverización o rociado de materiales o líquidos infecciosos y las medidas técnicas no brindan una protección adecuada.</p> <p>Delantales y calzado herméticos al agua si cabe la posibilidad de que éstos queden empapados.</p>
Peligros eléctricos	<ul style="list-style-type: none"> • Descarga estática • Cables defectuosos 	<p>Deberá proporcionarse calzado de seguridad que cumpla al menos los requisitos de la clase de protección S2 y botas de seguridad que cumplan al menos los requisitos de la clase de protección S4 según DIN EN ISO 20.345.</p>
Peligros mecánicos	<ul style="list-style-type: none"> • Caídas • Tropiezos • Contusiones • Cortes 	<p>Deberá proporcionarse calzado de seguridad que cumpla al menos los requisitos de la clase de protección S2 y botas de seguridad que cumplan al menos los requisitos de la clase de protección S4 según DIN EN ISO 20.345, así como ropa impermeable según las necesidades (TRGS 727, 2016)</p>
Peligro de incendio y explosión	<p>El personal puede cargarse de electricidad estática al, por ejemplo, caminar, levantarse de una silla, cambiarse de ropa, manipular plásticos, realizar tareas que impliquen el vertido o llenado o mediante inducción al permanecer de pie cerca de objetos cargados. Una persona cargada de electricidad estática que toque un objeto conductor, por ejemplo, la manilla de una puerta, genera la descarga de chispas</p>	<p>En las áreas peligrosas clasificadas como zona 0, 1 o 20 (con presencia o posibilidad de presencia de polvo combustible), deben utilizarse calzado conductor con protección diferencial inferior a 10 Ω.</p> <p>El mismo requisito aplica a la zona 21 (posibilidad de formación de nube o capa de polvo en condiciones normales de trabajo) en caso de polvos con energía mínima de ignición (EMI) ≤ 10 mJ.</p> <p>La ropa de trabajo o la ropa de protección debe cambiarse, quitarse o ponerse en áreas peligrosas clasificadas como zona 0 o 1.</p> <p>El equipo de protección personal no debe poder llegar a cargarse en áreas peligrosas o en presencia de mezclas de gas explosivas, por ejemplo durante las labores de mantenimiento o en situaciones de emergencia (TRGS 727, 2016)</p>

Además de las medidas de protección de carácter técnico y organizativo, deben planificarse también medidas de protección personal (Equipamiento de Protección Personal, EPP) para determinados aspectos del funcionamiento de la planta. La elección de las medidas a utilizar depende de la evaluación del peligro (véase la siguiente tabla).

Dichas medidas deben garantizar medidas de higiene básicas. Entre estas se incluyen lavarse las manos antes de los descansos y tras finalizar el trabajo, limpiar el lugar de trabajo de forma regular y cuando resulte necesario y cambiar/lavar la ropa de trabajo y el equipo de protección personal. Las medidas pueden recogerse en un plan de limpieza e higiene.

Los empleados deberán abstenerse de comer o beber en los lugares de trabajo donde exista riesgo de contaminación por agentes biológicos. Si la evaluación del peligro insta a adoptar medidas de desinfección, estas deberán llevarse a cabo con desinfectantes probados.

- No se permitirá la entrada a las áreas de descanso o las salas para el personal a ninguna persona que lleve ropa de trabajo contaminada con agentes microbiológicos.
- Los residuos que contengan agentes biológicos deberán ser recogidos en contenedores adecuados.
- La ropa de trabajo y el equipo de protección personal deberán mantenerse separados de la ropa de uso privado.
- La ropa contaminada con agentes microbiológicos no deberá ser lavada en el hogar.
- Se debe realizar un control regular de plagas para evitar el acceso de roedores, palomas, insectos u otros animales.
- Deberán evitarse las condiciones de almacenamiento que favorezcan la multiplicación de agentes biológicos, en la medida en que el funcionamiento de la planta lo permita.
- Deberá proporcionarse una ventilación adecuada del área de trabajo de acuerdo con la evaluación del peligro.

En la siguiente figura se muestra una síntesis de los diferentes elementos que componen el equipo de protección personal. Cabe señalar que no todos los elementos deben ser utilizados en cada caso. Por ejemplo, la necesidad de llevar casco o arnés depende de la situación.

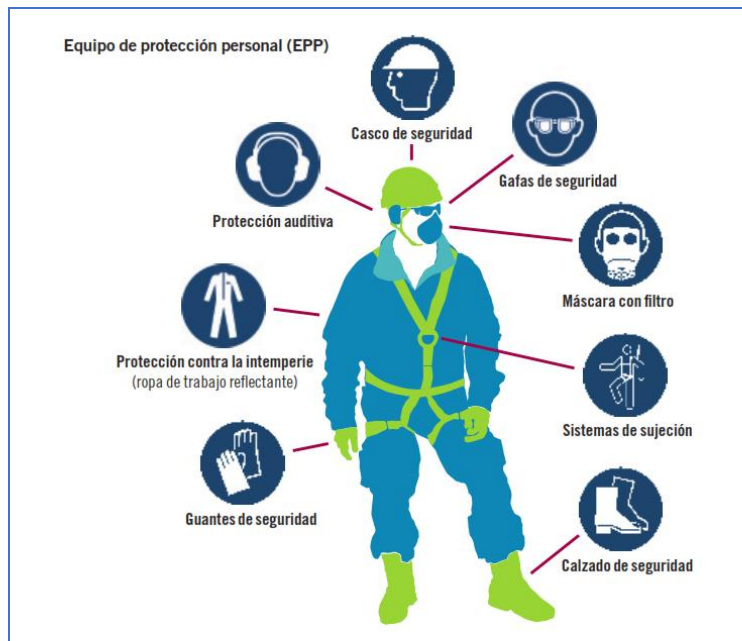


Figura 6-15: Equipo de protección personal
Fuente: GIZ

6.12 Equipamiento de Seguridad de las instalaciones de biogás

6.12.1 Sistemas de detección

6.12.1.1 Equipos de detección portátiles

Los equipos de detección de biogás portátiles disponibles en el mercado están generalmente diseñados para realizar mediciones multi-gas, posibilitando la medición de hasta seis gases de forma simultánea. Se distinguen principalmente dos tecnologías:

Infrarroja (sensor infrarrojo)

Marco conceptual: Muchos gases combustibles como el metano tienen franjas de absorción en la zona infrarroja del espectro electromagnético de luz. El desarrollo electrónico y óptico ha posibilitado el diseño de equipos de bajo consumo de energía y pequeñas dimensiones para su uso en la detección de gases industriales. Poseen una muy rápida velocidad de respuesta, bajo mantenimiento y una comprobación muy simplificada. Cuentan con una seguridad intrínseca, operando correctamente en atmósferas inertes y bajo una amplia variedad de condiciones de temperatura ambiente, presión y humedad.

Aplicación: Detección de metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2). Es un equipo adecuado para usar en vertederos, plantas de aguas residuales y plantas de biogás. Son equipos altamente confiables que no son afectados por la interacción con otros gases.

Celdas electroquímicas o catalíticas (sensor electroquímico)

Marco conceptual: Corresponden a celdas donde tiene lugar un proceso de conversión química a energía eléctrica. Una membrana hidrófuga separa el ambiente de la celda con el exterior y al ingresar las moléculas del gas analizado, se produce una reacción óxido-reducción que altera el potencial del electrodo activo, generando una señal eléctrica de intensidad linealmente proporcional con la concentración de gas. Los sensores electroquímicos son compactos, requieren muy poca energía, muestran una gran linealidad y repetibilidad. Su vida útil se encuentra entre uno a tres años.

Aplicación: Detección de oxígeno (O₂) y el sulfuro de hidrógeno (H₂S). Las mediciones se despliegan de manera simultánea en la interfaz del equipo y son almacenadas para su posterior transferencia.



Figura 6-16: Equipos de detección portátiles
Fuente: Landec – Dräger – Crowcon

6.12.1.2 Equipos de detección fijos

En los recintos cerrados, con baja elevación (por ejemplo, sótanos, habitaciones subterráneas, etc.), el biogás es capaz de desplazar al oxígeno, siendo capaz de provocar asfixia. El biogás es más ligero que el aire, pero tiene una tendencia a separarse en sus compuestos. El dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno, que son más pesados, se hunden en las zonas bajas mientras que el metano, que es más ligero, sube a la atmósfera. Por ello, en espacios cerrados, se deben tomar precauciones para proporcionar una ventilación suficiente. Además, se debe usar equipo de seguridad (por ejemplo, dispositivos de aviso de gas, protección respiratoria, etc.) durante el trabajo en áreas potencialmente peligrosas.

Los detectores de gas fijos son elementos esenciales para detectar y advertir situaciones de riesgo, posibilitando la toma de acciones preventivas o de emergencia. En general, este tipo de equipos son programados para activar alarmas o detener equipos asociados a la operación. Para una instalación de biogás confinada o semi-confinada, se requerirán como mínimo dos detectores de gas, uno en la parte superior del recinto para detectar presencia de metano y otro en la parte inferior del recinto para detectar el sulfuro de hidrógeno.

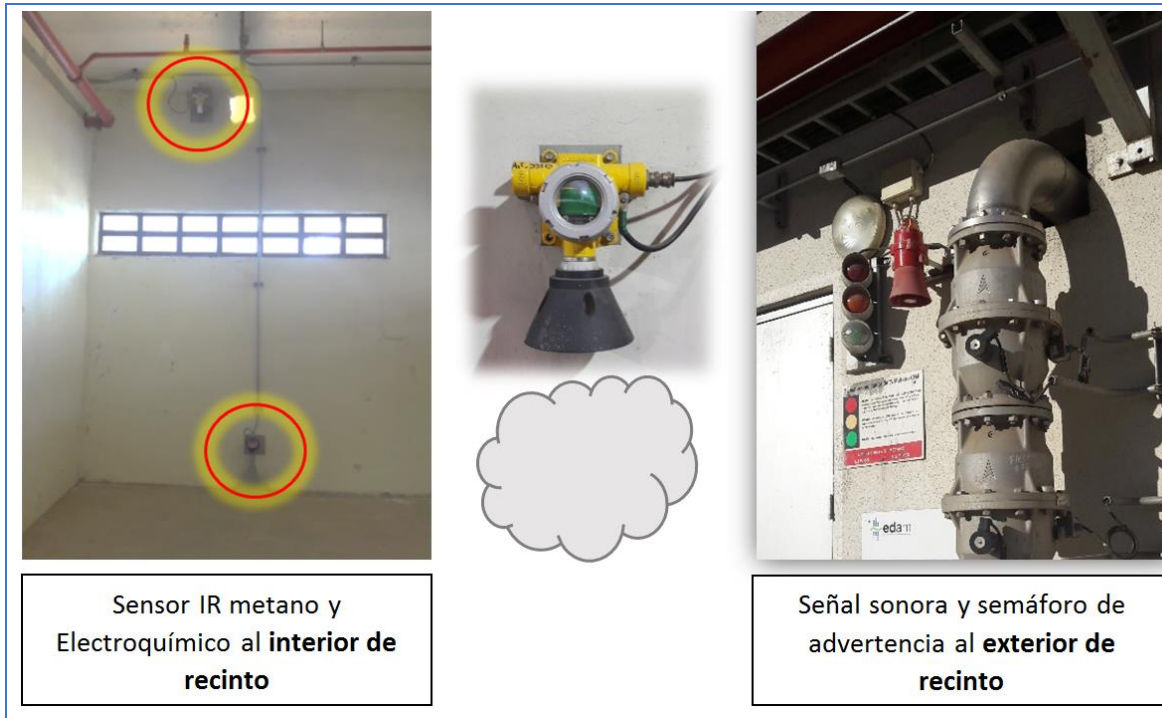


Figura 6-17: Equipos de detección fijos
Fuente: Adaptado Brunsley Elliot

6.12.2 Sistemas de combate contra incendio

Un incendio corresponde a la energía térmica y lumínica (llamas) que se produce como producto de la reacción química entre un material combustible y oxígeno (combustión). Los sistemas de combate contra incendios en plantas de biogás están diseñados principalmente para prevenir el incendio y combatirlo en etapa inicial o amago.

6.12.2.1 Alarmas

Compuestas por los sistemas de detección y alarma para incendios y gases precursores de los mismos. El objetivo de estos elementos es el monitoreo de los límites admisibles de cada gas en el aire atmosférico.



Figura 6-18: Alarmas
Fuente: Service Masters

Son seleccionados de acuerdo al tipo de combustión o emanación que pueda presentarse en el sector, considerando las condiciones ambientales de cada área o recinto en particular, tales como, humedad, velocidad del aire, cantidad de partículas en suspensión, presencia de gases o aerosoles, temperatura, rango de variaciones al interior del recinto, existencia de vibraciones, etc. A partir de estos, se adecua su sensibilidad para minimizar las falsas alarmas. Según la extensión física de la planta, se debe disponer de fuentes de poder para cada circuito de detección de incendio y de gases.

Ejemplos de Normativa general americana:

- NFPA 70 National Electric Code
- NFPA 71 Central Station Service for Signaling Systems
- NFPA 72 Automatic Fire Detectors
- NFPA 820 Wastewater Treatment and Collection Facilities

6.12.2.2 Sistemas de agua Contra Incendio

Red Húmeda:

Sistema de cañerías auto alimentadas con agua, cuya función es la intervención temprana en caso de incendio. Consta de una manguera con un pitón de distintos tipos en el extremo. La red húmeda debe conectarse al sistema de distribución de agua del edificio, no a la red de incendio.



Figura 6-19: Sistemas de agua Contra Incendio
Fuente: www.chilextintores.cl

Red Seca:

Sistema de cañerías sin agua, de uso exclusivo de bomberos. Deben ubicarse en el primer piso del edificio, en los accesos principales de los edificios o fuera de estos. Además, cada piso debe contar con un terminal con su respectiva llave de paso. En caso de incendio, el personal de bomberos conecta el carro bomba mediante una manguera a la entrada de la red seca, enviando agua por medio de presión hacia los pisos superiores. El agua será liberada únicamente en los pisos en que la llave de paso se encuentre abierta, la cual debe corresponder al piso siniestrado.



Figura 6-20: Red seca
Fuente: www.chilextintores.cl

Rociadores automáticos o regadores automáticos (fire sprinklers)

Sistemas de extinción de incendios alimentados por una reserva de agua y una red de tuberías de la cual son elementos terminales. Por lo general, se activan al detectar un aumento anormal de la temperatura asociado al fuego o el humo generado por la combustión.



Figura 6-21: Sprinklers
Fuente: Fire Protection Research Foundation

Tabla 6-8: Ejemplos de Normativa general americana

ID	Descripción	
NFPA 10	Extintores	Fire Extinguishers
NFPA 11	Espuma de baja expansión y sistemas de agentes combinados	Low Expansion Foam and Combined Agent Systems
NFPA 12	Sistemas de extinción de dióxido de carbono	Carbon Dioxide Extinguishing Systems
NFPA 13	Rociadores	Sprinklers Systems
NFPA 14	Sistemas de tuberías y mangueras de soporte	Stand Pipe and Hose Systems
NFPA 15	Sistemas rociadores de agua fijos para protección contra incendios	Water Spray Fixed Systems for Fire Protection
NFPA 16	Rociadores de agua espuma y sistemas aspersores de agua espuma	Deluge Foam Water Sprinklers and Foam Water Spray Systems
NFPA 17	Sistemas extintores químicos secos	Dry Chemical Extinguishing Systems
NFPA 20	Bombas estacionarias contra incendios	Centrifugal Fire Pumps
NFPA 22	Tanques de agua contra incendios	Water Tanks for Private Fire Protection
NFPA 24	Tubería principal contra incendio y accesorios	Private Fire Service Main and Their Appurtenances
NFPA 70	Seguridad eléctrica en lugares de trabajo	National Electric Code
NFPA 820	Protección contra incendios en instalaciones de tratamiento y recolección de aguas residuales	Fire Protection in Wastewater Treatment and Collection Facilities

6.13 Plan de Emergencias

Emergencia:

Situación que pone en riesgo inminente la integridad física y psicológica de los ocupantes del recinto y que requiere de una capacidad de respuesta institucional organizada y oportuna a fin de reducir al máximo los potenciales daños a las personas, al medio ambiente y a las instalaciones del recinto.

Plan de Emergencia:

Instrumento que contiene, de manera ordenada y organizada, las acciones y procedimientos a poner en marcha, los roles y funciones del recurso humano, y los recursos técnicos, materiales y financieros destinados a la respuesta ante una situación de emergencia o desastre y ser eficaz frente a una emergencia real o simulada.

Para enfrentar de manera eficiente un evento de emergencia, se requiere preparar con anticipación un conjunto de medidas que faciliten en el instante de la emergencia, la toma de decisiones, la toma de responsabilidades y el emprendimiento de acciones que resguarden la seguridad de las personas. Para esto, se establecen acciones que permiten:

- **Establecer una organización** preparada para enfrentar una emergencia en el interior del recinto, fijando el procedimiento para la evacuación del personal, el

control de la emergencia y el restablecimiento de la operación normal de las instalaciones.

- **Evacuar oportunamente** el área afectada por una emergencia, actuando con tranquilidad y seguridad para evitar que las personas sufran lesiones e incluso la muerte.
- **Identificar las emergencias** potenciales que puedan generar daños significativos a los trabajadores, instalaciones del recinto y/o a terceros.
- **Capacitar al personal** sobre las materias señaladas en este procedimiento, indicando los deberes y las responsabilidades que les competen, para que lo apliquen en forma correcta según la intención de este documento.
- **Preparar con anticipación** un conjunto de actividades de capacitación y entrenamiento de los trabajadores del recinto, para actuar antes (prevención), durante (control) y después (normalización de las actividades) de una emergencia.
- **Preparar a terceras personas que presten servicios en el recinto**, tales como: contratistas, personal de aseo, vigilantes u otros, para controlar los riesgos que se pueden producir en caso de una emergencia.

Para mayor información en el diseño de un plan de emergencias, puede consultar la metodología básica para la elaboración de un plan de emergencias (ACCERER) de La Oficina Nacional de Emergencia del Ministerio del Interior y Seguridad Pública.

6.13.1 Tipología de emergencias en una planta de biogás

Los tipos de emergencias para los cuales se debe estar preparado en la operación de una planta de biogás son:

Tabla 6-9: Tipos de emergencia

Naturales	Derrames y fugas	Varios
Sismos	Fugas de biogás	Accidentes de trabajo
Incendios en el recinto y perímetro colindante	Derrames (sustancias químicas, lodo, etc.)	Artefactos explosivos o atentados
Inundaciones		Asaltos

Las emergencias se pueden clasificar en distintos niveles de acuerdo a las políticas de prevención de riesgos de la empresa, por ejemplo:

- **Emergencia Nivel 1 y 2:** Situación de emergencia que es controlable con los recursos existentes en las instalaciones (extintores, red húmeda, red seca, sistemas de alarma), pudiendo suponer la evacuación parcial o total del personal presente en las instalaciones.
- **Emergencia Nivel 3:** Situación de emergencia que no resulta controlable con los recursos existentes en las instalaciones (extintores, red de incendio, personal, entre otros) y que requiere por tanto de Ayuda Externa, pudiendo suponer la evacuación parcial o total del personal presente en las instalaciones. En general este tipo de emergencias es comunicado por la dirección de la empresa.

6.13.2 Tipos de evacuación y acciones

Evacuación:

En su sentido más frecuente, se refiere a la acción o al efecto de retirar personas de un lugar determinado. Normalmente sucede en emergencias causadas por desastres, ya sean naturales, accidentales o naturales.

Evacuación Parcial:

Se lleva a efecto cuando sea necesario o se precise abandonar uno o más lugares, pisos o áreas de forma independiente.

Evacuación Total:

Se realiza cuando la situación sea de tal gravedad y/o magnitud que se requiera abandonar totalmente el recinto o centro de trabajo.

Pasos a seguir en una evacuación: Al Recibir **El Mensaje De Evacuación**, el Personal **debe**:

1. Paralizar de inmediato su trabajo.
2. Detener y desconectar máquinas y/o equipos portátiles.
3. Mantener la calma y seguridad.
4. Retirar y/u ordenar, materiales, ropa o cualquier otro elemento que puedan presentar obstáculo y/o entorpecer su salida a las vías de escape.
5. Esperar órdenes de su Líder de Evacuación.
6. Cuando su Líder de Evacuación ordene marchar, caminar rápido y ordenadamente.
7. Obedecer las instrucciones y cooperar con el Líder de Evacuación si lo solicita.
8. Conservar la distancia con la persona que va adelante.
9. Mantener la formación hasta llegar a la "Zona de Seguridad".
10. Todo el personal debe permanecer en la "Zona de Seguridad" hasta que Líder de la zona de seguridad así lo ordene.
11. Al sonido de la sirena, todos los vehículos que transiten en la planta deben ser estacionados apropiadamente para no obstaculizar las vías de evacuación y acceso para los vehículos de emergencia y ser apagados. Los conductores y acompañantes evacuarán rápidamente el lugar y se dirigirán a la zona de seguridad más cercana.

Durante **El Proceso De Evacuación**, El Personal **No Debe**:

1. Correr
2. Hacer ruidos innecesarios
3. Hacer bromas
4. Causar confusión
5. Regresar por ropa u otros elementos a su lugar de trabajo
6. Detenerse u obstaculizar el tránsito
7. Dirigirse a otro lugar distinto al asignado
8. Usar su automóvil para salir de la Planta, hasta previo aviso por parte de las jefaturas.

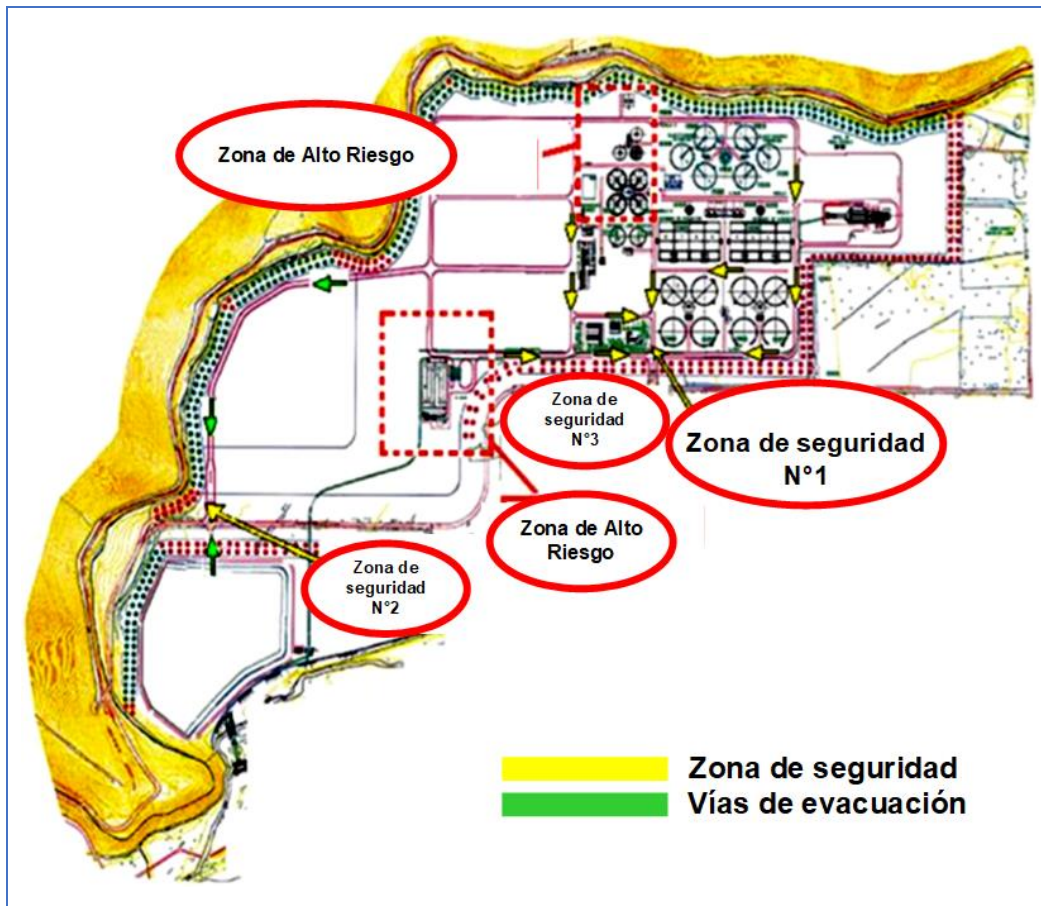


Figura 6-22: Layout de evacuación planta de biogás
Fuente: Adaptado Brunsley Elliot

6.13.3 Zonas de Seguridad

Por Zona de Seguridad se entiende aquella que la organización define como tal y en la cual los riesgos están bajo control. Para su designación se debe considerar que no existan elementos que puedan producir daños por caídas (árboles, cables eléctricos, estructuras antiguas, etc.)". Se señala como punto o zona de encuentro ante un evento en que existe la necesidad de evacuar un área de trabajo o en que, por ejemplo, haya gran cantidad de público, ya sean clientes o visitantes, debido a una emergencia de riesgo natural, como terremoto o tsunami.

6.13.4 Organización, roles y responsabilidades

En el plan de emergencias se debe definir claramente los roles y responsabilidades de cada miembro del equipo de trabajo o empresa y contratista. Esto es, definir organismos (o personas) responsables de cada acción u operación frente a una emergencia, según los riesgos priorizados, considerando roles para el manejo del evento y roles para el manejo de la emergencia. A continuación, se ejemplifican algunos:

Supervisión de turno:

Persona responsable de activar la emergencia. Actúa como comunicador ante los jefes de áreas, Prevención de Riesgos y Brigada de Emergencias. A la vez, estará encargado de notificar internamente a la guardia pasiva en caso de una emergencia que ocurra en horario no administrativo.

Prevención de Riesgos:

La Unidad de Prevención de Riesgos, será la encargada de:

- El eficiente manejo a nivel técnico de la emergencia. Incluye los elementos locales, Brigada contra incendios, bomberos, servicio médico y vigilancia. Puede incluir elementos externos de apoyo.
- Apoyar a la Brigada de emergencias en horario administrativo.
- Informar en todo momento a la Gerencia de la emergencia.
- Generar informe de la Emergencia.

Guardia Pasiva

- Jefaturas de las áreas de Operación y Mantenimiento: Responsable y en coordinación con Prevención de Riesgos para realizar el análisis de la emergencia.
- Personal que deberá tomar contacto y notificar la emergencia a Gerencia de Operaciones y mantenimiento en horario no administrativo.

Líderes de evacuación:

Los líderes de evacuación serán los responsables de coordinar y orientar la evacuación del personal en caso de emergencia. Deberá existir uno por área, el cual debe conocer detalladamente las vías de evacuación. Sus principales funciones son:

- Resguardar la seguridad del personal a cargo y la de terceros.
- Guiar y dar instrucciones pertinentes al personal (contratistas, visitas, entre otros) según el grado de la emergencia.
- Informar al Supervisor de Turno, coordinar y acatar lo dispuesto por el mismo.
- Cumplir con las disposiciones e instrucciones contenidas en el Plan de Emergencia.
- No permitir el regreso a los lugares evacuados.
- Comprobar que no quedan rezagados una vez evacuado el sector.
- En caso de evacuación general, los Líderes de evacuación deberán realizar el conteo del personal en las zonas de seguridad incluyendo a los visitantes.
- Comprobar e informar ausencias.
- Asistir a las charlas sobre materias de prevención de riesgos, plan de emergencia y/o simulacros.

Organización de las comunicaciones ante una emergencia

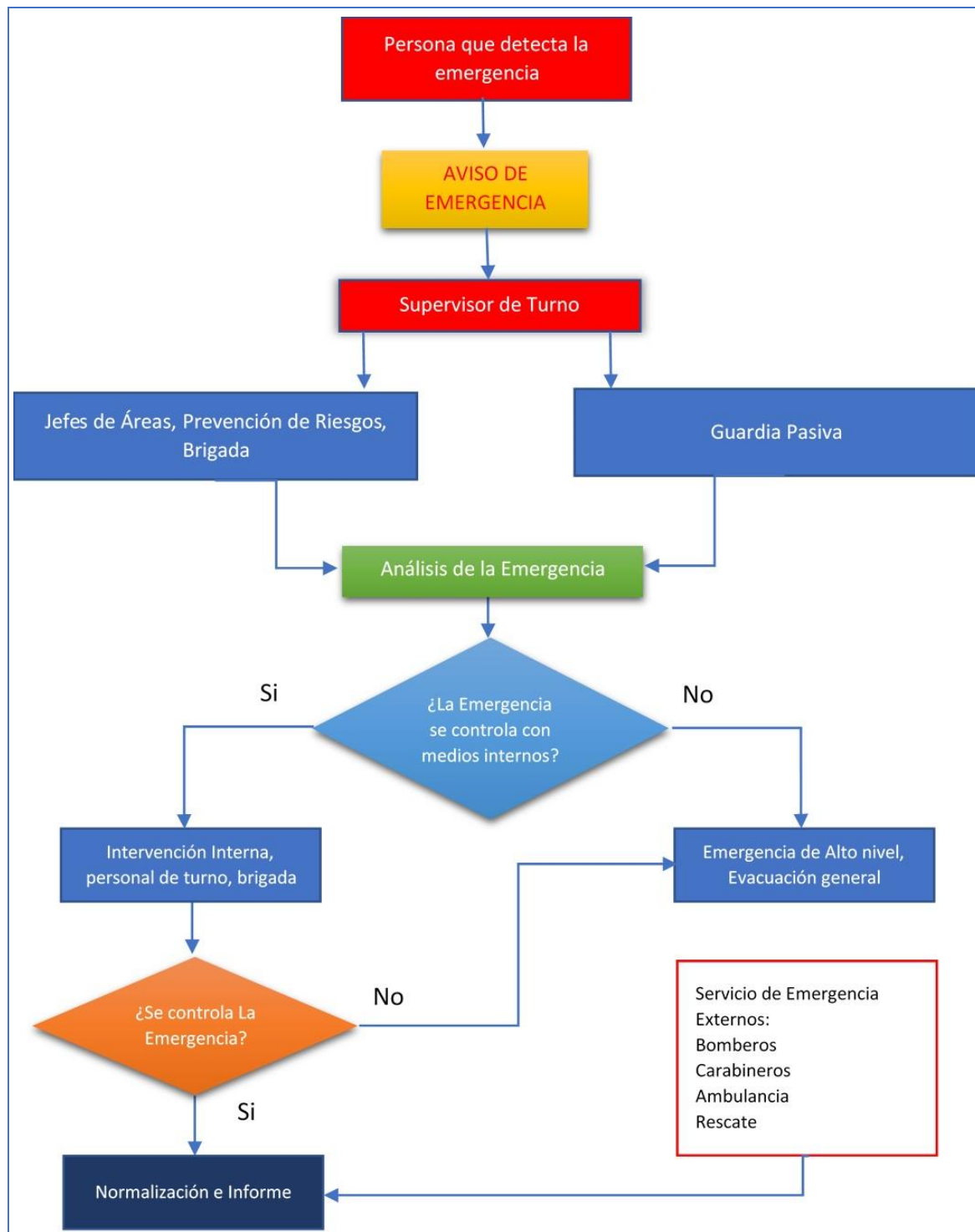


Figura 6-23: Plan de emergencia
Fuente: Adaptado SustentaEx



Módulo 7 - Certificación e Inspección de Plantas Medianas y Grandes de Biogás

7. Certificación e Inspección de Plantas Medianas y Grandes de Biogás

7.1 Definiciones

7.1.1 Acreditación

La acreditación es el proceso mediante el cual un organismo autorizado realiza la atestación de tercera parte (independiente) de la competencia de los organismos de evaluación de la conformidad. La autoridad de un organismo de acreditación generalmente se deriva del gobierno. En Chile corresponde al INN (Instituto Nacional de Normalización), quién tiene el mandato para acreditar los organismos de evaluación de la conformidad. Además, este organismo, que depende del Estado, es el organismo de normalización en Chile.

7.1.2 Certificación

La certificación es también un proceso independiente, en el cual una entidad (empresa) evalúa el cumplimiento de requisitos. Los requisitos pueden venir de la legislación, los reglamentos, las normas o también exigencias propias del proyecto, formuladas en las etapas de ingeniería y de diseño. Finalmente, el organismo certificador aprueba o reprueba la certificación, respecto a la muestra evaluada, y emite un informe. En el marco internacional de la calidad, la decisión de certificación se toma por personas o comités que no hayan participado en las actividades de evaluación, es decir que las actividades de evaluaciones y toma de decisión son completamente independientes. Por extensión, la certificación puede abarcar a más componentes que las que haya revisado el evaluador o cubrir un periodo de tiempo largo, ya que la decisión se toma en función del estado de conformidad de una muestra.

7.1.3 Inspección

Conjunto de procedimientos de medición, verificación y ensayos que tiene por objeto corroborar que un producto, sistema o instalación cumple con las disposiciones legales, reglamentarias y técnicas. Es similar a la certificación, pero difiere en el hecho que la toma de decisión de validar la implementación de los requisitos puede estar realizada directamente por la persona que haya realizado la evaluación, es decir, por el mismo inspector. En la práctica, el inspector emitirá un informe y marcará in situ las partes y piezas revisadas. La inspección valida exclusivamente los ítems revisados entendiéndose como un proceso netamente puntual.

7.2 Certificación respecto al Reglamento Biogás en plantas medianas y grandes

7.2.1 Introducción

En el marco regulatorio del nuevo reglamento de la SEC para la seguridad de las plantas de biogás y modificaciones al reglamento de instaladores de gas, se considera el concepto de certificación en todas las etapas del desarrollo de un proyecto de instalación, estableciendo una serie de responsabilidades de los propietarios,

operadores e instaladores. En los siguientes artículos se estipulan dichas responsabilidades:

“Artículo 6.- Los propietarios u operadores de plantas de biogás, según corresponda, serán responsables de dar cumplimiento a las disposiciones contenidas en el presente reglamento.

Asimismo, conforme a lo dispuesto en este reglamento, serán responsables de someterlas a **certificación e inspección periódica, de acuerdo a los procedimientos y periodicidad que establezca la Superintendencia.”**

“Artículo 7.- Los propietarios u operadores según corresponda, **sólo podrán encomendar el diseño de proyectos, la construcción, modificación y reparación de plantas de biogás a instaladores de gas autorizados por la Superintendencia** de acuerdo a lo dispuesto en el decreto supremo N° 191, de 1995, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de instaladores de gas, y sus modificaciones o disposición que lo reemplace”.

Basándonos en estos artículos, es posible inferir que las instalaciones de las plantas de biogás en Chile deberán considerar la certificación de los procesos de proyectos desde su planificación hasta el cierre detallado en las siguientes etapas:

- Diseño
- Construcción
- Puesta en Marcha
- Operación
- Cierre

Sin embargo, se especifica en el artículo 43, **para plantas grandes**, que el alcance de la certificación es sólo en las etapas de diseño y construcción.

“Artículo 43 (Instalaciones grandes).- Deberán contar con una certificación de conformidad respecto de las disposiciones y normas técnicas referidas en el presente reglamento para las etapas de diseño y construcción, efectuada por un organismo de certificación autorizado por la Superintendencia. La Superintendencia determinará los procedimientos de certificación e inspección de instalaciones, y los de autorización de los organismos respectivos.”

Para tener en vista: A la fecha la SEC indica que la certificación es sólo la referida en el artículo 43. Sin embargo, es deber de este curso indicar que el reglamento en cuestión es Ley De la República de Chile, por lo tanto sus artículos son y podrían ser exigibles según la autoridad de turno.

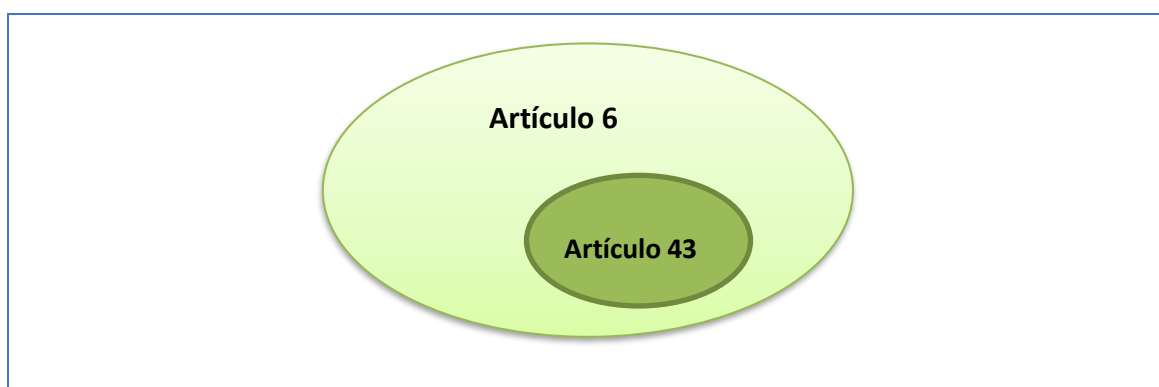


Figura 7-1: Esquema de requerimiento de certificación según DS 119
Fuente: Elaboración Propia

Atendiendo a las indicaciones de la SEC respecto que la certificación solo atañe a plantas grandes en:

- Diseño
- Construcción

Para dar cumplimiento a la certificación de los puntos anteriores se requieren una serie de actividades y tareas a desarrollar:

1. Inspección y certificación de la ingeniería
 - a. Documentación de los criterios de diseño ajustados a las normativas exigidas
 - b. Documentación de especificaciones técnicas para las distintas especialidades
 - c. Documentación de especificaciones técnicas de seguridad
 - d. Documentación de memorias de cálculos aprobadas
2. Inspección y certificación de materiales
 - a. Certificación de hormigones
 - b. Certificación de tuberías
 - c. Certificación de perfiles de acero
 - d. Soldadura (materiales)
 - e. Elementos de unión (pernería, empaquetaduras, sellos)
3. Inspección y certificación de equipos
 - a. Certificación de equipos mecánicos (certificados de fábrica, de puesta en marcha, de mantenimiento)
 - b. Certificación de equipos eléctricos y electrónicos (certificados de fábrica, de puesta en marcha, de mantenimiento)
4. Inspección y certificación de construcción y montaje
 - a. Documentación y registros de obras civiles
 - b. Documentación y registros de montajes mecánicos
 - c. Documentación y registro de montajes eléctricos (TE1)
 - d. Documentación y registros específicos de pruebas y ensayos (soldaduras, hermeticidad, torque, hormigones, malla a tierra, etc.)

Además de las actividades y tareas anteriores necesarias para la certificación exigida por la SEC para el diseño y construcción, las buenas prácticas de la ingeniería sugieren posterior a la construcción, las siguientes actividades:

5. Inspección para la puesta en marcha
 - a. Documentación y registros del pre-comisionamiento (equipos correctamente instalados y debidamente aprobados, pruebas funcionales y pre-operacionales sin carga)
 - b. Documentación y registros de comisionamiento (sistemas interactúan entre sí, pruebas operacionales con carga)
 - c. Documentación y registros de Puesta en Marcha (arranque gradual, seguro y controlado)
6. Inspección de las Operaciones
 - a. Documentación y registros de calibraciones y verificaciones
 - b. Documentación y registro de variables de producción
 - c. Documentación y registros de mantenimiento
 - d. Documentación y registro de inspección interna y externa

7. Inspección del cierre de instalaciones
 - a. Documentación y registro de desmovilización
 - b. Documentación y registro de inertización
 - c. Documentación y registro de cumplimiento legal

7.2.2 Interacciones de los organismos acreditados durante la certificación del diseño y construcción de plantas grandes

Dentro de las actividades para la certificación del diseño y construcción de plantas grandes deberá existir una relación formalizada entre los organismos de inspección y organismos de certificación, que en conjunto con el propietario u operador se deberá desarrollar un proceso que permita llevar a cabo la tarea de dar conformidad a las instalaciones proyectadas de acuerdo con lo exigido en el reglamento de seguridad para instalaciones de biogás.

En consideración que el Reglamento de Seguridad para Plantas de Biogás no hace detalle de la dinámica de interacción durante la certificación podemos tomar como ejemplo lo indicado por el **Reglamento de Seguridad de Plantas de Gas Natural Licuado (GNL)** Decreto Supremo N°277, en relación a su Artículo n°11 para configurar la interrelación de los organismos en el proceso de certificación de una planta de biogás. Indica lo siguiente:

*“**Artículo 11.** Las Plantas de GNL deberán contar con una certificación de conformidad respecto de las disposiciones y normas técnicas referidas en el presente reglamento para las etapas de diseño y construcción, efectuada por un Organismo de Certificación. Dicho **Organismo de Certificación deberá verificar la correcta ejecución de dichas etapas, entre otras, revisar el diseño de la Planta de GNL y auditar las actividades de los Organismos de Inspección y/o de Laboratorios de Ensayos durante la etapa de construcción.** El Organismo de Certificación deberá respaldar su certificado mediante los correspondientes informes de conformidad de la etapa de diseño, y los informes de inspección y/o de ensayos emitidos por los Organismos de Inspección y/o Laboratorios de Ensayos durante la etapa de construcción.*

Los Organismos de Certificación, de Inspección y Laboratorios de Ensayos que participen en las etapas del diseño y construcción, según corresponda, deberán ser de tercera parte, independientes, contar con amplia experiencia en la industria del GNL o en áreas similares, y deberán ser evaluados por el propietario de la Planta de GNL.

El propietario u operador deberá tener disponible los registros e información que respalden el proceso de certificación, inspección y/o ensayo cuando la Superintendencia los solicite.

Los productos que se utilicen en una Planta de GNL, deberán contar con una certificación según lo establecido en el decreto supremo N° 298, del 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el 'Reglamento para la Certificación de Productos Eléctricos y de Combustibles', sus modificaciones o la disposición que lo reemplace. “

Resulta relevante mencionar que lo expuesto en el artículo anterior no es directa y totalmente asimilable al proceso de certificación de plantas grandes de biogás dado que, por ejemplo en el caso del Reglamento de Biogás, los organismos de certificación son evaluados por la SEC y no por el propietario como indica el artículo anterior.

El diagrama a continuación ejemplifica el proceso de certificación para plantas de **GNL** con un modelo comercial de la empresa certificadora Bureau Veritas Chile proporcionado a sus clientes.

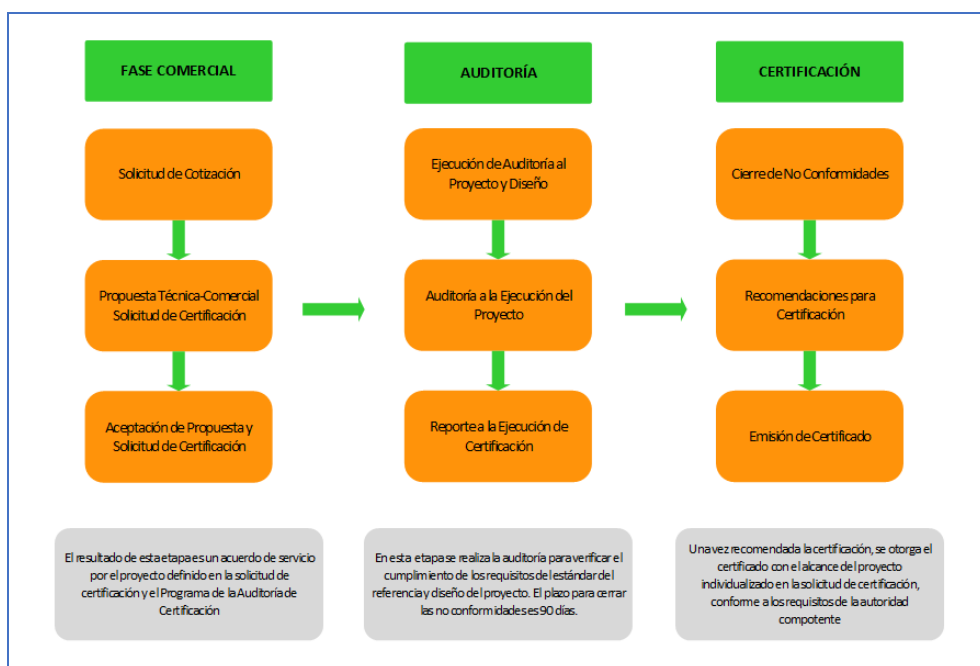


Figura 7-2: Proceso de certificación de ductos y plantas de GNL
Fuente: Editado Bureau Veritas Chile

El proceso de certificación anterior permite configurar una posible interrelación entre el Organismo de Inspección con el Organismo de Certificación en un proceso de certificación de una planta de biogás. El organismo de inspección será auditado en sus procesos inspectivos por la entidad certificadora tanto en el diseño como en la construcción del proyecto, mientras que el Organismo de Inspección tendrá que demostrar que las actividades se han realizado de acuerdo al Reglamento de Seguridad para Plantas de Biogás, los estándares y buenas prácticas de la ingeniería aplicados al proyecto.

7.3 Certificación en la etapa de Diseño de Plantas de Biogás

7.3.1 Artículos del Reglamento de Seguridad de Biogás aplicados al Diseño

El marco regulatorio del nuevo reglamento de la SEC para seguridad de las instalaciones de biogás considera el concepto de certificación en la etapa de diseño. En los siguientes artículos se estipulan dichas responsabilidades:

- **“Artículo 6.-** Los propietarios u operadores de plantas de biogás, según corresponda, serán responsables de dar cumplimiento a las disposiciones contenidas en el presente reglamento.

Asimismo, conforme a lo dispuesto en este reglamento, serán responsables de someterlas a certificación e inspección periódica, de acuerdo a los procedimientos y periodicidad que establezca la Superintendencia.”

- **“Artículo 11.-** Los instaladores de gas deberán elaborar, ejecutar y/o **supervisar el diseño y construcción** de las plantas de biogás de acuerdo a las disposiciones del presente reglamento y a las normas, códigos o especificaciones nacionales o extranjeras, así como a las prácticas recomendadas de ingeniería internacionalmente reconocidas. Los instaladores de gas deberán verificar, antes de la inscripción correspondiente, que las plantas de biogás cumplen con las estipulaciones del presente reglamento.”
- **“Artículo 12.-** Los instaladores de gas deberán considerar los proyectos de **otras especialidades, tales como ingenierías de especialidad civil, eléctrica o mecánica**, asociados a la planta de biogás, con el propósito de cumplir con los requisitos de seguridad que se establecen en el presente reglamento.”
- **“Artículo 43 (Instalaciones grandes).-** Deberán contar con una certificación de conformidad respecto de las disposiciones y normas técnicas referidas en el presente reglamento para las etapas de diseño y construcción, **efectuado por un organismo de certificación autorizado por la Superintendencia**. La Superintendencia determinará los procedimientos de certificación e inspección de instalaciones, y los de autorización de los organismos respectivos.”

Los artículos 11 y 12 del reglamento señalan las responsabilidades del instalador respecto del diseño y construcción de una planta de biogás. Por otro lado, el artículo 6 expresa que las plantas deben ser “sometidas a Certificación”, sin embargo, no especifica el alcance, procedimiento ni etapas con las que debe contar esta certificación (a excepción de las plantas grandes cubiertas por el artículo 43). Asimismo, el artículo 43 obliga a la certificación de todas las etapas del proyecto en instalaciones grandes, pero no especifica el alcance.

Por lo anterior, se abordará la etapa de diseño en un proyecto de instalación de biogás desde el punto de vista de la documentación requerida para la trazabilidad de los procesos de diseño y no desde el punto de vista de los procedimientos de certificación, es decir, gestionando la información de respaldo para cumplir con las calificaciones del personal, certificaciones del fabricante de materiales, equipos, normativas aplicadas a las prácticas de la ingeniería y registros de pruebas e inspecciones.

7.3.2 Documentación de los Recursos Humanos y de Empresas para el Diseño

La primera consideración y mejor forma de asegurar la calidad de un producto es asegurando la calidad de quien fabrica o desarrolla dicho producto. Ello reduce la incertidumbre y los costos asociados a la revisión durante y posterior a la fabricación.

De lo anterior, la primera tarea del propietario de la instalación de biogás, así como del instalador de biogás, es gestionar y revisar la documentación y antecedentes de las empresas y los profesionales participantes en el diseño de la planta (Ver Figura 7-3)

Empresas, nacionales o internacionales (internacionales, siempre que el instalador tenga acceso al detalle de la documentación generada durante el proceso de diseño)

- Curriculum de la empresa
- Certificaciones de la empresa
- Cumplimiento de los aspectos legales de la empresa (constitución de sociedad, leyes laborales, etc.)

Debe ser estipulado por contrato que las empresas participantes estarán dispuestas a poner a disposición del instalador toda la documentación generada durante el proceso de diseño, esto es, cálculos y criterios de cálculo y las normas utilizadas que respalden

dichos criterios y debidamente aprobadas y visadas por los profesionales que las generaron. Asimismo, las especificaciones y aspectos de seguridad relativos al biogás o al reglamento, deberán ser aprobadas y visadas por el instalador Clase 4, de modo de dar trazabilidad al cumplimiento del artículo 11 del reglamento.

Personas, nacional o extranjero, debería incluir el de empresas

- Curriculum
- Certificaciones y Calificaciones (de la especialidad) inscritas y demostrables
- Certificaciones de la persona (antecedentes, nacimiento, nacionalidad, permiso de trabajo, certificación SEC)

Las principales especialidades de ingeniería a considerar en la etapa de diseño de una planta de biogás son:

- Ingeniero Projectista
- Ingeniero Químico o de Procesos
- Ingeniero Civil Estructural, Constructor Civil (si existen obras civiles)
- Ingeniero Civil Mecánico (si existen estructuras mecánicas)
- Ingeniero Electricista
- Instalador Gas Clase 4
- Arquitecto

Respecto de los profesionales participantes, el reglamento en su artículo 42 hace referencia a la validación del diseño sísmico, por lo que dicha documentación deberá estar visada por el experto revisor sísmico e instalador clase 4.

“Artículo 42.- El diseño sísmico deberá ser validado por un profesional independiente que acredite una experiencia mínima de 5 años como revisor sísmico de estructuras industriales.”

Nota: Respecto de la compra de plantas prefabricadas y módulos en el extranjero, las empresas fabricantes deberán proporcionar la documentación necesaria para la revisión respectiva por parte del instalador clase 4 y del experto revisor sísmico.

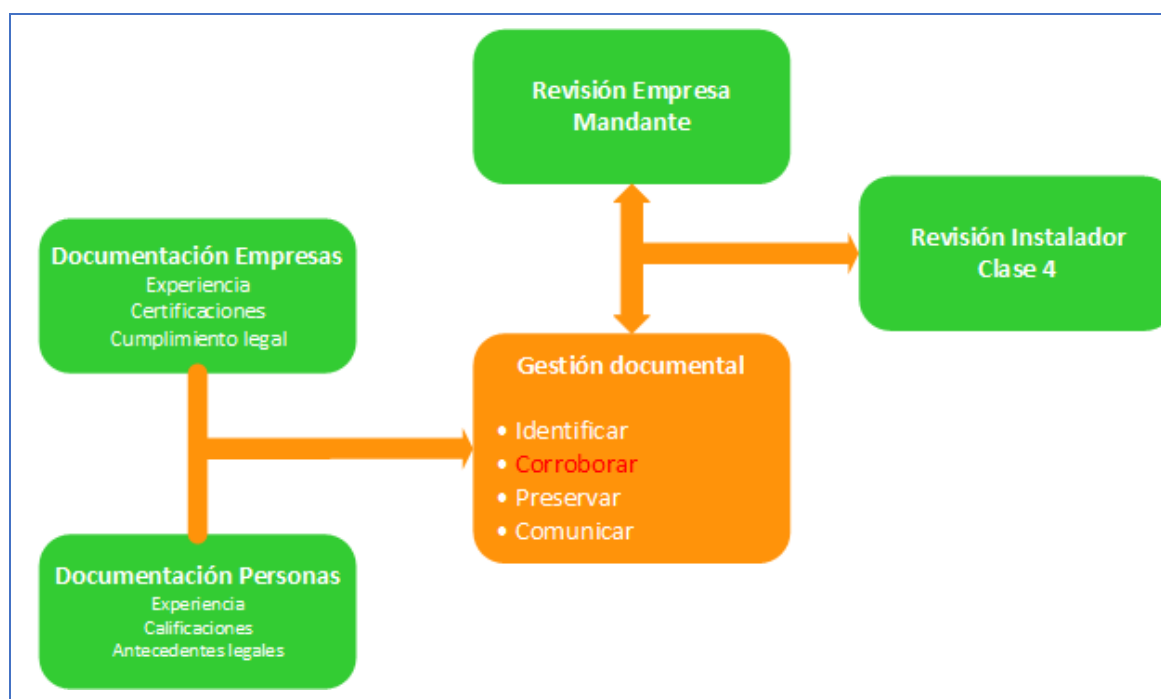


Figura 7-4: Documentación de los Recursos Humanos y de Empresas para el Diseño

Fuente: Elaboración propia

7.3.3 Documentación Generada para la trazabilidad durante el Proceso de Diseño

Todo proyecto de instalación de biogás debe generar información relevante y contener la documentación de cada una de sus especialidades pertinentes, tanto para su propia necesidad operativa, como para la trazabilidad de cumplimiento con las normativas nacionales e internacionales. Además, en dichos documentos se debe justificar las prácticas de ingeniería utilizadas, de modo de permitir generar congruencia entre cada una de las especialidades según el siguiente esquema propuesto:

- I. El procesista define su requerimiento de proceso.
 - a. Ingeniero mecánico define equipos, estructuras, potencias y pesos.
 - b. Ingeniero estructural calcula las obras acordes a los esfuerzos implicados.
 - c. Ingeniero eléctrico calcula su instalación eléctrica
 - d. Instrumentista define la instrumentación y automatización.
- II. El procesista debe asegurarse que todas las especialidades han entendido y considerado integralmente la problemática para obtener un resultado congruente.

Esta documentación se transforma en requisitos del proyecto y permite entregar al cliente, propietario, compañías de seguro, empresas certificadoras o a la SEC, los antecedentes para garantizar un diseño según las normas y prácticas de la ingeniería permitiendo a futuro, en caso de accidente, determinar las responsabilidades de cada participante en el proyecto de instalación de una planta de biogás, empresas y profesionales.

En este sentido, para poder certificar la ingeniería, el instalador que presenta el proyecto debe cerciorarse que toda la documentación de las demás especialidades, e incluyendo la suya, sea existente, pertinente, congruente, firmada y veraz. A partir de aquello, cada ingeniero será responsable de su especialidad y deberá responder según la reglamentación vigente.

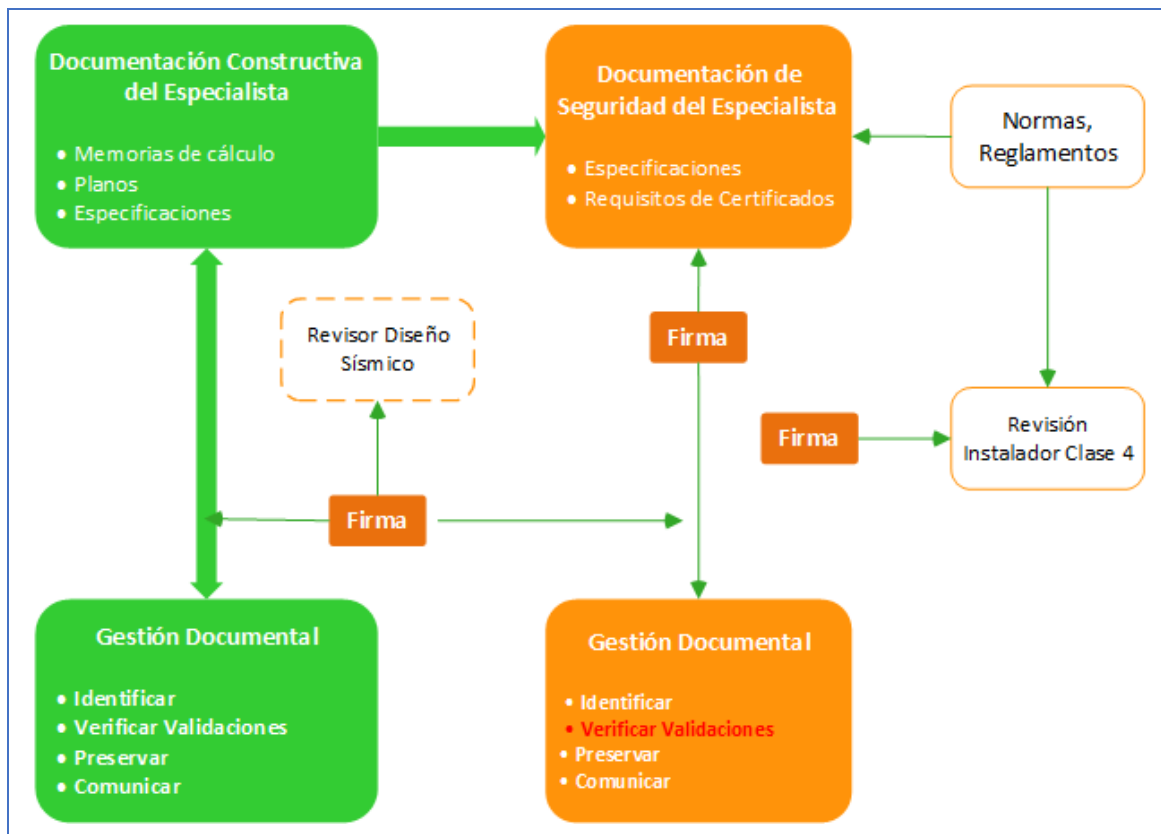


Figura 7-5: Documentación Generada para la trazabilidad durante el Proceso de Diseño
Fuente: Elaboración propia

7.3.4 Documentación y Certificación de las Zonas de Riesgo durante el Proceso de Diseño

“Artículo 27.- El diseño deberá contemplar una clasificación de zonas de riesgo de explosión basado en alguna **norma reconocida internacionalmente** y deberán ser representadas sobre un plano de zonas de riesgo de explosión. Sin perjuicio de lo que disponga la norma reconocida internacionalmente, en las zonas de riesgo de explosión se deberán cumplir las siguientes exigencias mínimas:

1. Las instalaciones eléctricas y los productos eléctricos deberán estar diseñados para operar en la zona de riesgo de explosión en la que se instalarán.
2. Se debe considerar una distancia mínima de 6 metros entre el punto donde se puede originar una atmósfera explosiva y/o entre un almacenamiento de biogás, y una fuente de ignición o puntos de emisión de calor que permitan la ignición de llama para el metano o materiales y elementos combustibles. Lo anterior no aplica a las
3. antorchas.
4. En caso que la estructura adyacente no se encuentre clasificada como zona de riesgo de explosión y cuya altura sea superior al almacenamiento de biogás, se deberá considerar una distancia de seguridad equivalente a cinco veces la altura de dicha estructura.”

En esta sección, los aspectos de seguridad no se abordan en detalles debido a que se encuentran disponibles en la sección de “Aspectos de Seguridad”. Sin embargo en esta sección se menciona una serie de estándares que deben ser considerados para:

- Zonas de riesgo de atmósferas explosivas
- Especificación y adquisición de equipos
- Representación del marcado y equivalencias

Es común que los fabricantes acrediten sus productos con más de un estándar con el fin de cubrir un mercado mayor, pudiendo generar confusión. Por lo anterior, en la etapa de proyección de plantas nuevas se debería evaluar el uso del estándar a aplicar considerando la certificación del lugar de trabajo y la adquisición posterior de equipos y materiales.

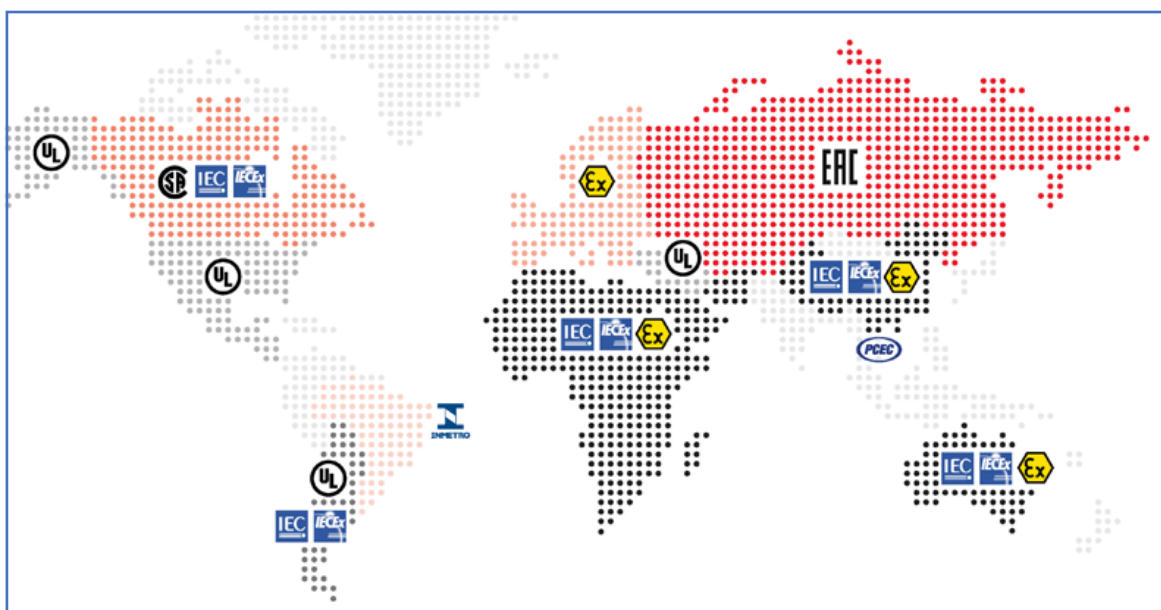


Figura 7-6: Estándares mundiales
Fuente: ABB

A modo de ejemplo, en el estándar Europeo hay dos tipos de directivas ATEX (una para el fabricante y uno para el usuario del equipo).

- Para el equipo, ATEX 95 directiva 94/9/EC regula equipos y sistemas de protección cuya intención es para su uso en atmósfera potencialmente explosivas.
- El lugar de trabajo, ATEX 137 directiva 99/92/EC señala los requerimientos mínimos para la mejora de la protección de la seguridad y salud de los trabajadores expuestos a riesgos.

Por lo anterior, si en la etapa de diseño se define el uso de directivas ATEX, **antes que todo** se deberán evaluar las zonas de riesgo derivadas de atmósferas explosivas.

El servicio de **certificación de instalaciones ATEX** normalmente debería abarcar los siguientes puntos:

Documento de protección contra explosiones:

- Estudio preliminar e informe de situación relativo al cumplimiento de los requisitos reglamentarios.
- Propuesta de medidas que se han de adoptar (de tipo organizativo y técnico).
- Soporte en la elaboración del Documento de Protección Contra Explosiones (DPCE):

- Evaluación de riesgos
- Clasificación de las zonas en función de su riesgo
- Medidas de protección técnica y medidas administrativas preventivas
- Formación necesaria mantener el DCPE

Evaluación de la conformidad y emisión de un **Certificado de conformidad**.

Realización de inspecciones periódicas de tercera parte, según requisito reglamentario, con emisión de informe de verificación.

Una vez definidas las zonas, se deberán especificar los equipos y materiales ATEX y, al momento de su adquisición, se debe **exigir los respectivos certificados**.

Los equipos certificados y aprobados bajo la directiva ATEX deberán estar marcados con ambas marcas, CE y Ex, donde la primera asegura que el equipamiento o sistema de protección cumple con su propósito y contiene la información adecuada para asegurar que se puede utilizar sin correr riesgos.



Marca que representa
el certificado ATEX



Marcado CE

7.3.5 Documentación de Acreditación requerimiento específico de Norma NCh 2369 Of. 2003

Para dar cumplimiento al artículo 33 del reglamento, el instalador clase 4 deberá supervisar que, durante el diseño y construcción, se han utilizado los criterios contenidos en la norma chilena NCh 2369 Of.2003, dejando registro de ello mediante visado de las memorias y registros generados.

Cabe mencionar que el instalador debe exigir memorias de cálculo con explicaciones claras de los criterios utilizados y debe rechazar planillas de resultados generadas por programas de cálculo cuando estas no vienen acompañadas de las debidas explicaciones.

“Artículo 33.- En el diseño y construcción se deberán considerar los requerimientos de la norma chilena NCh 2369 Of.2003, Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales, declarada Norma Chilena oficial de la República mediante decreto supremo N° 178, de 2003, del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, o disposición que la reemplace.”

7.3.6 Materiales y equipos especificados durante el diseño

Materiales de uso general

Como en todo tipo de proyecto, es necesario que definir las características de los materiales que se utilizarán ya que, no todos los materiales son compatibles con las condiciones el trabajo de una planta de biogás, estando expuestos a corrosión, pérdida de propiedades físicas, entre otros.

Esta tarea está a cargo del ingeniero responsable del proyecto el cual debe entregar un documento con exigencias, las cuales pasan a ser requisitos que deberán ser respetados con rigurosidad. Resulta importante mencionar que, al tratarse de un gas combustible, existen riesgos relacionados con explosiones e incendios, por lo que los materiales escogidos deberán estar acorde a estas consideraciones.

Adicionalmente, se deben considerar los aspectos regulatorios y normativos, acogiéndose criterios de seguridad afines con los riesgos. Finalmente, se debe determinar bajo qué normativa se elegirán los materiales.

Equipos con posibilidad de ser puntos de ignición

Los materiales y equipos eléctricos más sensibles dentro de una instalación de biogás son los que, por su función o condición, son potenciales puntos de ignición. Por ello, estos equipos deberán contar siempre con la certificación correspondiente según la zona de riesgo. Por ejemplo, los equipos instalados en una zona de riesgo explosivo, deberán estar certificados para dicha zona, según el estándar elegido, y deberán contar con el respectivo marcado.

Instrumentos de medición

“Artículo 36.- Las instalaciones medianas deberán contar con un sistema de detección de gases para ácido sulfhídrico y metano en recintos de consumo de biogás y recintos de compresores o sopladores. Los detectores de ácido sulfhídrico deben ubicarse en la parte inferior y el detector de metano debe ubicarse en la parte superior del correspondiente recinto.

La cantidad y ubicación exacta se determinará basado en el correspondiente análisis de riesgos de la instalación mediana. El sistema de detección de gases deberá contar con un plan de calibración de acuerdo a lo establecido por el fabricante.”

Tanto las instalaciones medianas como grandes deben cumplir con el artículo precedente, por lo cual debe ser considerado durante el proceso de diseño. Además, los instrumentos de medición deben ser certificados, tanto en su construcción, calibración y uso en zona ATEX o no. En caso de ser aptos para zona ATEX, debe estar especificado el tipo de protección (intrínseca o exproof). En caso de ser intrínseca, debe venir acompañado de las especificaciones de la barrera electrónica y está, a su vez, deberá contar con los certificados correspondientes.

7.4 Certificación e inspección en etapa de construcción

En la etapa de construcción, los Organismos de Inspección juegan un rol principal para el aseguramiento del cumplimiento con lo establecido en el Reglamento de Seguridad para las Plantas de Biogás. El Organismo de Inspección deberá actuar como una contraparte fiscalizadora del constructor de la planta de biogás, emitiendo documentación de conformidad para certificación de la calidad de los materiales, equipos, procesos, ensayos y personal de construcción utilizados en la construcción. Además, deberá asegurar el cumplimiento de las especificaciones y normativas establecidas para el proyecto, lo que será auditado por el Organismo Certificador.

Para visualizar el posible escenario que contemplará la SEC respecto de las obligaciones de los organismos de Certificación, Inspección y Laboratorios de Ensayos en etapa de construcción de una planta de biogás mediana y grande, se pueden

considerar las exigencias establecidas en la resolución Exenta N° 292 que indica lo siguiente:

“4) Obligaciones de los organismos de certificación, organismos de inspección y laboratorios de ensayo.

Sin perjuicio de lo que se establezca en otras disposiciones, son obligaciones de los organismos de certificación, organismos de inspección y laboratorios de ensayo, autorizados por la Superintendencia, las siguientes:



- a) Emitir los certificados de aprobación, informes de rechazo, informes de inspección o de ensayos, según corresponda, en el ámbito de las materias de que trata la presente resolución.*
- b) Disponer de un archivo permanente de los certificados de aprobación, informes de rechazos, informes de inspección o de ensayos, emitidos por ellos.*
- e) Solicitar a la Superintendencia la habilitación o cambio de profesionales competentes que firmarán certificados, informes de rechazo, informes de inspección o informes de ensayos.*
- d) Mantener las condiciones necesarias para el adecuado desarrollo de las actividades para las que fue autorizado.*
- e) Informar a la Superintendencia, en un plazo no superior a diez días hábiles, cualquier cambio de los antecedentes que sirvieron de base para el otorgamiento de su autorización.*
- F) Informar por escrito a la Superintendencia de cualquier situación que le impida desarrollar sus actividades en forma total o parcial, dentro del plazo de 15 días hábiles, contados desde el momento en que quedó impedido de desarrollar las actividades para las cuales fue autorizado por la Superintendencia.*
- g) Contar con un documento escrito que establezca el programa de verificaciones y calibraciones de los equipos e instrumentos utilizados en sus actividades y mantener al efecto un registro del cumplimiento del mismo, para el caso correspondiente.*
- h) Los organismos de certificación deberán, además, enviar copia de los certificados de conformidad o informes de rechazo, si los hubiere, a la Superintendencia, en un plazo no superior a cinco días hábiles, a contar de la fecha de emisión de dichos documentos.*
- i) Abstenerse de certificar y/o inspeccionar o ensayar productos, sistemas o instalaciones, diseñadas y/o construidas por personas naturales o jurídicas respecto de las cuales, cualquiera de los socios o administradores del organismo, sus cónyuges y parientes hasta el segundo grado de consanguinidad o afinidad, mantenga vínculos en calidad de gerente, director, representante, administrador o socio titular de al menos 10% de los derechos de cualquier clase de sociedad. Tampoco podrá prestarse el servicio de certificación a sociedades anónimas con las cuales exista relación en calidad de sociedad matriz, filial o coligada, en los términos de la Ley N° 18.046.*
- j) Los organismos de certificación que subcontraten a organismos de inspección o laboratorios de ensayos que no se encuentren autorizados para estos efectos, deberán tramitar ante esta Superintendencia en forma previa, sus autorizaciones respectivas, cumpliendo con los puntos 1) y 2) del presente Resuelvo 1 ° de la presente Resolución.”*

Nuevamente, resulta relevante mencionar que lo expuesto en el artículo anterior no es directa y totalmente asimilable al proceso de certificación de plantas grandes de biogás, dado que en artículo n°43 del Reglamento de Seguridad de las Plantas de

Biogás,” La Superintendencia determinará los procedimientos de certificación e inspección de instalaciones, y los de autorización de los organismos respectivos”.

7.4.1 Certificación de materiales y equipos

Los certificados de los materiales empleados son importantes, ya que permiten demostrar el apego a las normas bajo las cuales se encuentran elaborados. En particular, permiten ofrecer garantías sobre la calidad del material usado, sus propiedades físicas y químicas, sus dimensiones y su uso previsto. De esta manera, se asegura que los materiales y equipos se comportarán de acuerdo a lo proyectado y, en caso de que no lo hagan, se podrá responsabilizar a los proveedores.

CERTIFICATE OF ANALYSIS


ERM® - EC680

Parameter	Mass fraction	
	Certified value ¹ mg / kg	Uncertainty ² mg / kg
As	30.9	0.7
Br	808	19
Cd	140.8	2.5
Cl	810	16
Cr	114.6	2.6
Hg	25.3	1.0
Pb	107.5	2.8
S	0.67·10 ³	0.07·10 ³

1) Certified values are unweighted means of 4 to 20 data sets. Certified values represent total contents. Certified values are traceable to SI.
2) Estimated expanded uncertainty U with a coverage factor k=2, corresponding to a level of confidence of about 95 %, as defined in the Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (GUM), ISO, 1995. Uncertainty contributions arising from characterisation as well as from homogeneity and stability assessment were taken into consideration.
This certificate is valid until 1/2009; this validity may be extended as further evidence of stability becomes available.
The minimum sample intake is 500 mg.

NOTE
European Reference Material ERM® EC680 was originally certified as BCR-680. It was produced and certified under the responsibility of the IRMM according to the principles laid down in the technical guidelines of the European Reference Materials' co-operation agreement between BAM-IRMM-LGC. Information on these guidelines is available on the Internet (<http://www.erm-crm.org>)

Accepted as an ERM® Geel, May 2004
shelf life prolonged August 2005

Signed: 
Prof. Dr. Hendrik Emons
Unit for Reference Materials
EC-DG JRC-IRMM
Retieseweg 111
2440 Geel, Belgium

All following pages are an integral part of the certificate

MATERIAL TESTING LABORATORY
STRUCTWEL DESIGNERS & CONSULTANTS PVT. LTD.

Unit No. 23/24, C-Wing, Bhandarkar Complex,
Jh. Of Akary Road & Western Express Highway,
Goregaon (E), Mumbai - 400 062.

Unit No. 1, Nagesh, Terminus,
Sionwala Agary Lane,
Mumbai (W), Mumbai-400 016.

Email: lab@structwel.com
Web: www.structwel.com

CHETAN R. RAIKAR
Chairman & Managing Director

CERTIFICATE NO. & DATE: R&D/MAH/LAB/2012/MAH0142712/2774 PAGE 1 OF 1
11/10/2012

1. Name & Address of Customer: M/s.MAGCRETE BUILDING SOLUTIONS
101, First Floor, Ritz Square, Nr. Narmad Library,
Ghod Dod Road, Surat

2. Project / Site: [Self]

3. Customer's Reference: [Ltr.dtd.06/10/2012]

4. Sample: i) Description: Gypsum Plaster
ii) Quantity: 25 Kg
iii) Type of Test: Chemical Analysis
iv) Condition: Acceptable

5. Test method followed, if any: [IS : 1288, 2547]

CHEMICAL ANALYSIS TEST REPORT

Sr. No.	Type of Test	Result % by Mass	Requirement as per IS: 2547 (Part-1)-1976			
			Plaster of Paris	Retarded Hemihydrate Gypsum Plaster	Anhydrous Gypsum Plaster	Keene's Plaster
1	Sulphur trioxide (SO ₃)	39.15	35 min	35 min	40 min	47 min
2	Calcium Oxide (CaO)	28.61	² / ₃ of SO ₃ Content min.	² / ₃ of SO ₃ Content min.	² / ₃ of SO ₃ Content min.	² / ₃ of SO ₃ Content min.
3	Magnesium Oxide (MgO)	0.20	0.3 max.	0.3 max.	0.3 max.	0.3 max.
4	Sodium Oxide (Na ₂ O)	0.16	0.3 max.	0.3 max.	0.3 max.	0.3 max.
5	Loss of Ignition	4.64	Not greater than 9 & Less than 4	Not greater than 9 & Less than 4	3.0 max.	2.0 max.
6	Free lime	NIL	--	--	--	--

+ Applicable to metal lathing plaster
NOTE:
-- This certificate refers only to the sample submitted for testing.
-- This certificate is valid at the time of and under the conditions specified herein.
-- This certificate may not be reproduced in part, without the permission of this laboratory.
-- Any correction invalidates this certificate.

ip/0/NDT/Mahar/2012-13/MAH0142712



V. K. Ravi
Authorized Signatory

Figura 7-7: Ejemplo certificación de materiales y equipos
Fuente: (I) IRMM (II) Structwel

7.4.2 Certificados de fabricación

En Chile, las obras civiles están extensamente reguladas, tanto respecto de los profesionales, como de los cálculos y materiales (calidad de los fierros de armaduras, preparación de los cementos, concretos, tipo del agua, moldajes y ensayos).

Los certificados para las obras civiles deberán acompañar la carpeta de control calidad y serán los que exigen las especificaciones del ingeniero civil, tales como:

- Certificados de fierros de armaduras,
- Certificados de los hormigones (H10, H20, H30, etc.).
- Certificados de ensayos de las probetas,

- Certificados de dureza de los concretas (Esclerómetro, ultrasonido, sonda Windsor)

INFORME DE ENSAYO N° 387.479 FECHA EMISIÓN: 16-Nov-2006

ANTECEDENTES GENERALES
 OBRA: Losa
 UBICACIÓN: ... OBRA: 113241
 CONTRATISTA: ...
 SOLICITANTE: ...
 DIRECCIÓN: ...
 DESTINATARIO: ...
 CONTROL N°: 1

ANTECEDENTES DEL HORMIGÓN / MORTERO
 PREPARADO POR: Premixclados Premix
 GRADO/TIPO: HND5.0(80)43-06
 CAMIÓN: 587
 ADITIVOS COLOCADOS EN OBRA: -
 CUÑA N°: 2901747
 COMPACTACIÓN EN OBRA: Vibrado.
 PLANTA: Espejo
 COLOCADO EN: Fundación antorchas N° 1, N° 2 y N° 3 cámara eléctrica, puente porta feco.

ANTECEDENTES DE LA MUESTRA
 MUESTRO EFECTUADO POR: IDIEM-Iván Cid.
 N° DE BOLETA DE MUESTRO: 101899
 T° AMBIENTE: 14,2 °C
 FECHA DE MUESTRO: 19 Octubre 2006
 T° MUESTRA: 20,3 °C
 ASENTAMIENTO (cm): 5,5
 HORA: 17:33
 PROBETA EMPLEADA: Cúbica 20x20 cm
 CANTIDAD: 3
 COMPACTACIÓN DE PROBETAS: Vibrado.
 CURADO DE PROBETAS EN OBRA: Cubierta plástica
 FECHA RECEP. PROBETAS EN LAB.: 19 Octubre 2006
 CURADO PROBETAS EN LAB.: Cámara húmeda.

METODOLOGÍA
 NCh 1017 BOP 75 Hormigón - Extracción de muestras / A selección de la cámara 8.1.2 b), la muestra se extrae en una posición para obtener mayor resistencia.
 NCh 1017 BOP 75 Hormigón - Curación y curado en cámara de probetas para ensayos de compresión y tracción.
 NCh 1018 BOP 74 Hormigón - Determinación de la densidad. Método del asentamiento del cono de Abrams.
 NCh 1037 BOP 77 Hormigón - Ensayo de compresión de probetas cúbicas y cilíndricas.
 ASTM C1064-05 Standard Test Method for Temperature of Freshly Mixed Portland Cement Concrete / A selección de la cámara 8.1, la temperatura del hormigón se informa con precisión de 0,1 °C.

OBSERVACIONES:
 No hay observación.

Nota 1: La ubicación del hormigón colocado se informó por el encargado de la obra.

Resultados de Resistencias a Compresión							
Número	Fecha Ensayo	Edad (días)	Condición Humedad	Sección Ensayo (cm²)	Carga Máx. (kgf)	Densidad (kg/m³)	Cúbica 20x20 cm (kg/cm²)
1	28 Oct 2006	7	Húmeda	405	38.100	2.380	97
2	18 Nov 2006	28	Húmeda	403	53.100	2.400	132
3	19 Nov 2006	28	Húmeda	404	58.900	2.400	126

Unidad aparente del hormigón fresco (kg/m³):
 Contenido de aire del hormigón fresco (%):

Figura 7-8: Certificados de fabricación
 Fuente: IDIEM

7.4.3 Certificación de procesos durante la construcción

7.4.3.1 Certificados de soldaduras

Las soldaduras son elementos muy delicados ya que, si están mal realizadas, pueden ser un punto de origen de fugas. Aunque en las redes de biogás las presiones son en general muy bajas, las ejercidas en las tuberías suelen ser levemente superiores a la presión atmosférica, por lo que, si una soldadura no está realizada adecuadamente, el biogás se escapará hacia la atmósfera.

Para garantizar un trabajo de soldaduras seguro y satisfactorio, es necesario contar con los siguientes elementos:

- Soldador calificado (certificado)
- Equipo de soldadura (certificado)
- Procedimiento de soldadura
- Pruebas de puesta a punto, ensayos de testigos (aceptación de la ITO).
- Identificación de cada soldadura,

- Procedimiento de verificación del trabajo de soldaduras realizadas

Calificación del soldador

Se evalúa en base a su formación, pero principalmente de su experiencia y pruebas de calificación, el cual se encuentra plasmado en los certificados de calificación que tiene. La competencia del soldador contempla el grado de experticia que tiene en sus conocimientos, el tipo de metales para los cuales está certificado, así como las técnicas que puede emplear. Por ejemplo, la AWS (American Welding Society) certifica la competencia técnica de los soldadores, pero también de los inspectores.

En el certificado se debe verificar:

1. El nombre y RUT del soldador corresponde con la persona que soldará
2. La calificación corresponda al material que se empleará
3. El certificado se encuentra vigente o que tenga antigüedad menor al año
4. La posición de la soldadura que fue validada sea suficiente para realizar las soldaduras en obra
5. Y si existen dudas, revisar si la empresa certificadora está acreditada por un organismo reconocido (INN por ejemplo)

Además, deben validarse los certificados con la entidad emisora, ya que no es raro la falsificación o adulteración de certificados o carnet.


 CERTIFICADO DE CUALIFICACIÓN DE SOLDADOR <small>Welder Qualification Certificate</small>		Código/Code: XXINFXXXX Edición/Edition: 00 OCT-07 Página/Page: 1 de/of 2																																													
Designación/Designation: EN 287-1 141 T BW 8 S 103 D90 PF ss ml nb ng																																															
Persona o organismo examinador: <small>Examiner or examining body:</small> SEAS, Estudios Superiores Abiertos, S.A.U. <small>Fundación San Valero</small>																																															
Nombre del soldador/Welder's name: Identificación/Welder's identification: Fecha de nacimiento/Date of birth: Empresa/Company:																																															
Especificación del procedimiento de soldo del fabricante: <small>Manufacturer's welding procedure specification:</small> pWPS 141 T BW 8 S 103 D90 PF ss ml nb ng Norma de ensayo/Código/Testing standard/Code: UNE EN-287-1:2011																																															
Evaluación de conocimientos/Job knowledge evaluation: <input type="checkbox"/> Aceptable/Acceptable <input checked="" type="checkbox"/> No examinado/Not examined																																															
Fecha y lugar de la prueba/Date and place of welding test: xx de xxxxx de 20xx Zaragoza																																															
Condiciones de la prueba/Test conditions: <table border="1"> <thead> <tr> <th>Proceso(s) de soldo <small>Welding process(es)</small></th> <th>Detalles de la prueba: <small>Test details</small></th> <th>Rango de cualificación: <small>Qualification range</small></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>141</td> <td>Soldos TIG</td> <td>141 Soldos TIG</td> </tr> <tr> <td>Chapa (P) o tubo (T): <small>Plate (P) or tube (T)</small></td> <td>T Tubo / Tube</td> <td>P, BW, PA, PE, PF</td> </tr> <tr> <td>Tipo de unión: A tope (BW) o en ángulo (PW): <small>Joint type: But-weld (BW) or fillet-weld (PW)</small></td> <td>BW Unión a tope /Butt weld</td> <td>T, BW, PA, PE, PF, P11</td> </tr> <tr> <td>Posición de soldo: <small>Welding position</small></td> <td>B1 (SG) (vertical ascendente)</td> <td>Ranificación (S) (>60°): PA, PE, PF, P11</td> </tr> <tr> <td>Espesor del capón de prueba, t (mm): <small>Test piece thickness, t (mm)</small></td> <td>3</td> <td>3 mm a 6 mm</td> </tr> <tr> <td>Diámetro exterior del tubo, D (mm): <small>Test piece diameter, D (mm)</small></td> <td>90</td> <td>Mayor o igual a 45mm</td> </tr> <tr> <td>Grupo(s) de metales base: <small>Parent metal(s) group(s)</small></td> <td>8 (aceros inoxidables austeníticos)</td> <td>8, 9, 2, 9, 3 y 10</td> </tr> <tr> <td>Tipo de metal de aportación / designación: <small>Filler metal type / designation</small></td> <td>Varilla maciza (S) AWS 5.9, ER 308L</td> <td>Varilla maciza (S), tubular con polvo metálico (M) o inn</td> </tr> <tr> <td>Gases de protección: <small>Shielding gases</small></td> <td>EN 439 - I1 (100% Ar)</td> <td>Gas de protección inerte</td> </tr> <tr> <td>Soldos a toceras (tw) o a derrechos (rw): <small>Left-hand welding or right-hand welding</small></td> <td>tw (soldos a toceras)</td> <td>tw (soldos a toceras) o rw (soldos a derrechos)</td> </tr> <tr> <td>Pasadas múltiples (ml) o pasada única (sl): <small>Multiple layers or single layer</small></td> <td>ml (pasadas múltiples)</td> <td>ml (pasadas múltiples) o sl (pasada única)</td> </tr> <tr> <td>Conjunción resamado (rg/rg): <small>Multiple abutment joints</small></td> <td>rg (con resamado)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Un lado/ambos lados (slb/sb): <small>Single side/butts side /butts</small></td> <td>sl (soldos por un lado)</td> <td>sl sb sl sb rg</td> </tr> <tr> <td>Conjunción material de respaldo (mb/mb): <small>Butt/butts backing joint</small></td> <td>mb (sin respaldo)</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			Proceso(s) de soldo <small>Welding process(es)</small>	Detalles de la prueba: <small>Test details</small>	Rango de cualificación: <small>Qualification range</small>	141	Soldos TIG	141 Soldos TIG	Chapa (P) o tubo (T): <small>Plate (P) or tube (T)</small>	T Tubo / Tube	P, BW, PA, PE, PF	Tipo de unión: A tope (BW) o en ángulo (PW): <small>Joint type: But-weld (BW) or fillet-weld (PW)</small>	BW Unión a tope /Butt weld	T, BW, PA, PE, PF, P11	Posición de soldo: <small>Welding position</small>	B1 (SG) (vertical ascendente)	Ranificación (S) (>60°): PA, PE, PF, P11	Espesor del capón de prueba, t (mm): <small>Test piece thickness, t (mm)</small>	3	3 mm a 6 mm	Diámetro exterior del tubo, D (mm): <small>Test piece diameter, D (mm)</small>	90	Mayor o igual a 45mm	Grupo(s) de metales base: <small>Parent metal(s) group(s)</small>	8 (aceros inoxidables austeníticos)	8, 9, 2, 9, 3 y 10	Tipo de metal de aportación / designación: <small>Filler metal type / designation</small>	Varilla maciza (S) AWS 5.9, ER 308L	Varilla maciza (S), tubular con polvo metálico (M) o inn	Gases de protección: <small>Shielding gases</small>	EN 439 - I1 (100% Ar)	Gas de protección inerte	Soldos a toceras (tw) o a derrechos (rw): <small>Left-hand welding or right-hand welding</small>	tw (soldos a toceras)	tw (soldos a toceras) o rw (soldos a derrechos)	Pasadas múltiples (ml) o pasada única (sl): <small>Multiple layers or single layer</small>	ml (pasadas múltiples)	ml (pasadas múltiples) o sl (pasada única)	Conjunción resamado (rg/rg): <small>Multiple abutment joints</small>	rg (con resamado)		Un lado/ambos lados (slb/sb): <small>Single side/butts side /butts</small>	sl (soldos por un lado)	sl sb sl sb rg	Conjunción material de respaldo (mb/mb): <small>Butt/butts backing joint</small>	mb (sin respaldo)	
Proceso(s) de soldo <small>Welding process(es)</small>	Detalles de la prueba: <small>Test details</small>	Rango de cualificación: <small>Qualification range</small>																																													
141	Soldos TIG	141 Soldos TIG																																													
Chapa (P) o tubo (T): <small>Plate (P) or tube (T)</small>	T Tubo / Tube	P, BW, PA, PE, PF																																													
Tipo de unión: A tope (BW) o en ángulo (PW): <small>Joint type: But-weld (BW) or fillet-weld (PW)</small>	BW Unión a tope /Butt weld	T, BW, PA, PE, PF, P11																																													
Posición de soldo: <small>Welding position</small>	B1 (SG) (vertical ascendente)	Ranificación (S) (>60°): PA, PE, PF, P11																																													
Espesor del capón de prueba, t (mm): <small>Test piece thickness, t (mm)</small>	3	3 mm a 6 mm																																													
Diámetro exterior del tubo, D (mm): <small>Test piece diameter, D (mm)</small>	90	Mayor o igual a 45mm																																													
Grupo(s) de metales base: <small>Parent metal(s) group(s)</small>	8 (aceros inoxidables austeníticos)	8, 9, 2, 9, 3 y 10																																													
Tipo de metal de aportación / designación: <small>Filler metal type / designation</small>	Varilla maciza (S) AWS 5.9, ER 308L	Varilla maciza (S), tubular con polvo metálico (M) o inn																																													
Gases de protección: <small>Shielding gases</small>	EN 439 - I1 (100% Ar)	Gas de protección inerte																																													
Soldos a toceras (tw) o a derrechos (rw): <small>Left-hand welding or right-hand welding</small>	tw (soldos a toceras)	tw (soldos a toceras) o rw (soldos a derrechos)																																													
Pasadas múltiples (ml) o pasada única (sl): <small>Multiple layers or single layer</small>	ml (pasadas múltiples)	ml (pasadas múltiples) o sl (pasada única)																																													
Conjunción resamado (rg/rg): <small>Multiple abutment joints</small>	rg (con resamado)																																														
Un lado/ambos lados (slb/sb): <small>Single side/butts side /butts</small>	sl (soldos por un lado)	sl sb sl sb rg																																													
Conjunción material de respaldo (mb/mb): <small>Butt/butts backing joint</small>	mb (sin respaldo)																																														
Tipo de ensayo: <small>Test type:</small> Inspección visual (VT), según EN 970: <small>Visual inspection (VT) according to EN 970:</small> Satisfacción /Satisfacción Inspección radiográfica (RT), según EN 1435: <small>Radiographic inspection (RT) according to EN 1435:</small> Satisfacción /Satisfacción Ensayo por ultrasonidos (UT), según EN 1714: <small>Ultrasonic inspection (UT) according to EN 1714:</small> N/A Examen macrográfico, según EN 1321: <small>Macroscopic exam according to EN 1321:</small> N/A Ensayo de rotura, según EN 1330: <small>Tension test according to EN 1330:</small> N/A Ensayo de doblado, según EN 910: <small>Bend test according to EN 910:</small> N/A Ensayos adicionales: <small>Observations:</small> N/A																																															
Fecha y lugar de los ensayos/Date and place of tests: xxxxx de 20xx Zaragoza																																															
Nº de informe de los ensayos/Test report no.: XXINFXXXX																																															
Lugar y fecha de emisión/Place and date of issue: Zaragoza, xx de xxxxx de 20xx																																															
Validez de la cualificación hasta/Qualification valid until: xx de xxxxx de 20xx																																															
Examinadores/Examiners: Realizado/Performed by:		Organismo examinador/Examining body: Aprobado/Approved by:																																													
Fdo.: Luis Carlos Gracia <small>Responsible: Welding Inspector 9074-ES-401</small>		Fdo.: José Manuel Pascual Pilo <small>Director Docente</small>																																													
Retiro de la cualificación por la Empresa o por su examinador para los 6 meses siguientes a la expiración, for approval by the company or examiner for the following 6 months.		Retiro de la cualificación por el examinador para los dos años siguientes a la expiración, for approval by the examiner for two years.																																													
Fecha/Date: abc-10 oct-10 abc-11	Firma/Signature: 	Cargo o Inhabilitación /Charge: 																																													
abc-12 oct-12 abc-13																																															
		oct-11 oct-13																																													
Nota: N/A: No applicable.																																															

Figura 7-9: Ejemplo certificado de cualificación de soldador
Fuente: SEAS

Calificación del equipo

La revisión de condiciones del equipo de soldar y los materiales de soldadura debe ser llevada a cabo y constituyen un punto importante a controlar dentro de los procedimientos de soldadura al momento de la puesta a punto. Más aun, para equipos automáticos o semi-automáticos, donde los defectos pueden no ser perceptibles mediante una inspección visual.

Por ejemplo, la placa tiene internamente tres o más calefactores, los cuales se pueden quemar al efectuar la soldadura con las tuberías de HDPE, creando una zona “fría” en la placa. Este problema es imperceptible mediante inspección visual o inclusive con algunos equipos, ya que el operador o instrumento percibe el calentamiento de las placas como conjunto, pero no de cada una por sí misma. Sin embargo, el operador experto o ITO es capaz de detectar la falla mediante un medidor de temperatura al revisar el plato calefactor punto a punto.

Soldadura Testigo y puesta a punto, condiciones ambientales

Previo a los trabajos de soldadura, es común solicitar (si no es requisito) que el operador suelde probetas testigos, las cuales son inspeccionadas y ensayadas en terreno para la detección de problemas (normalmente en los equipos) y una adecuada puesta a punto de los parámetros. Además, se analizan las condiciones ambientales para tomar medidas de mitigación si fuese necesario.

Todos los procedimientos y condiciones deben quedar adecuadamente registrados: estado de equipos y materiales, parámetros, condiciones ambientales, resultados de ensayos y observaciones. Cambios importantes en las condiciones ambientales, en los materiales, de los equipos de los operadores, dan lugar a una nueva puesta a punto.

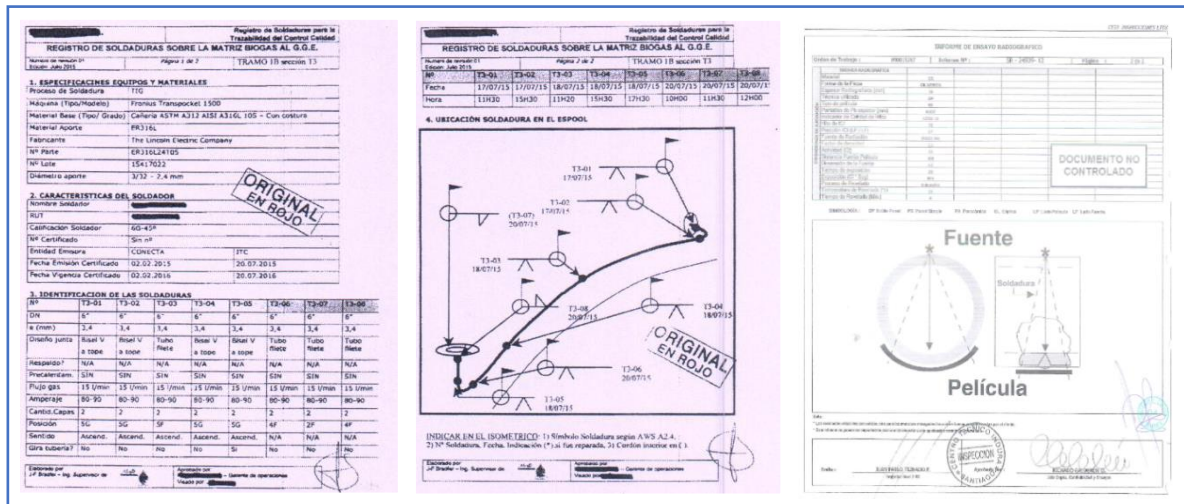


Figura 7-10: Calificación equipo
Fuente: Brunslley Elliot

Ensayos e inspección de soldadura

La numeración de las permite llevar un registro de cada una de las soldaduras, el método aplicado, la fecha de su realización, la identificación del soldador, y permite facilitar las operaciones posteriores de verificaciones.

7.4.4 Recepción final de las Obras de Construcción

La Recepción Final de una Propiedad corresponde a un certificado emitido por la Dirección de Obras Municipales, donde se habilita y aprueba el uso de una construcción y/o edificación para ser habitado o usado en el destino previsto. Para realizar esta acción es necesaria la intervención de un Arquitecto donde certifica que la obra se ejecutó de acuerdo a lo contemplado en la ley.

En cuanto a su tramitación y procedimientos la solicitud de Recepción Definitiva de Obra o Recepción Final puede variar dependiendo del Municipio y por su puesto del tipo de Obra: Obra Menor, Obra Nueva u Obra de Edificación. Para llegar a la instancia definitiva es necesario tener la aprobación del Permiso de Edificación respectivo que en breve definición: corresponde al trámite que autoriza determinada obra de construcción, cualquiera sea su destino cumpliendo con la Ley General de Urbanismo y Construcciones y Plan Regulador Comunal. Para realizar la solicitud de Recepción Final esta debe contener el expediente completo del proyecto construido, junto con las especificaciones técnicas aprobadas.

Trámites, Documentos y Requisitos para la Solicitud de Recepción

- El Arquitecto responsable debe tener su patente actualizada.
- Declaración del Arquitecto señalando que la obra menor fue construida de acuerdo al Permiso de Edificación.
- Certificado de Instalaciones interiores de Gas y Electricidad, otorgados por instaladores Autorizados y Certificados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- Certificado de Dotación de Servicios básicos: Alcantarillado y Agua Potable, otorgado por la empresa sanitaria correspondiente.

7.5 Inspección y Certificación de sistemas en la entrega de la construcción

7.5.1 Pruebas de sistemas y Ensayos No Destructivos (END)

Inspección y Certificación de pruebas de hermeticidad

La hermeticidad permite comprobar que, una vez sometida a una presión, la instalación no presenta fugas o filtraciones. Para ello, se realizan pruebas en la instalación al término de su implementación, y antes de ser presurizada con biogás.

Existen dos tipos de pruebas:

- **Cordones de soldadura están a la vista** - revisión con agua jabonosa: Consiste en poner a una instalación (fuera de operación) con una presión

definida y controlada mediante un manómetro calibrado. Si los cordones de soldadura están a la vista y aseguibles, se aplica agua jabonosa y se verifica que no aparezcan burbujas, validando la soldadura.

- **Cordones de soldadura no están a la vista** (tramos enterrados) - prueba de presurización de largo plazo: El objetivo es evidenciar que no exista baja de presión y garantizar la seguridad del envase o de la instalación. La puesta a presión se puede realizar con aire o, si existe riesgo de mezcla con biogás, como sería el caso en instalaciones ya operantes, con nitrógeno (N₂), evitando condiciones explosivas. La duración varía entre 10 minutos y hasta 24 horas. Se examina y deja registro de la presión al inicio y se la compara con el valor leído al final de la prueba. En el caso que se evidencia la pérdida de presión, se deberá proceder a buscar la o las fugas, revisando cada soldadura, mediante los métodos de revisión para cordones a la vista.



Figura 7-11: Certificado de pruebas de hermeticidad
Fuente: (I) MACOGAS México (II) ICIM Lab

Además, en la inspección y certificación de todas las otras instalaciones y aseguramiento de la calidad de la construcción existen una serie de ensayos que se pueden realizar, los que la autoridad determinará como obligatorios, normativos y los recomendados por las buenas prácticas de la ingeniería. En general estos ensayos se denominan no destructivos (Ensayos No Destructivos – END; Non Destructive Testing – NDT) y corresponden a cualquier tipo de prueba practicada a un material que no altere de forma permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales. Los ensayos no destructivos implican un daño imperceptible o nulo.

Los diferentes métodos de ensayos no destructivos se basan en la aplicación de fenómenos físicos tales como ondas electromagnéticas, acústicas, elásticas, emisión de partículas subatómicas, capilaridad, absorción y cualquier tipo de prueba que no implique un daño considerable a la muestra examinada.

La amplia aplicación de los métodos de ensayos no destructivos en materiales se encuentra resumidas en los siguientes tres grupos:

- **Defectología:** Permite la detección de discontinuidades, evaluación de la corrosión y deterioro por agentes ambientales; determinación de tensiones; detección de fugas.
- **Caracterización:** Evaluación de las características químicas, estructurales, mecánicas y tecnológicas de los materiales; propiedades físicas (elásticas, eléctricas y electromagnéticas); transferencias de calor y trazado de isotermas.
- **Metrología:** Control de espesores; medidas de espesores por un solo lado, medidas de espesores de recubrimiento; niveles de llenado.

Dentro de los ensayos no destructivos que puede ser aplicados a las instalaciones industriales se encuentran:

- Radiografía mediante rayos x (para soldaduras y materiales metálicos)
- Ultrasonido (para soldaduras y materiales metálicos)
- Líquidos Penetrantes
- Prueba Hidrostática (estanques)

No se recomienda el uso de las técnicas radiográficas ni de ultrasonido para soldaduras de HDPE a pesar de la vasta publicidad respecto de los últimos adelantos en estas técnicas, especialmente en el área del ultrasonido ya que no dan buenos resultados en la detección de soldaduras “frías”, produciendo falsos positivos. La forma más apropiada de controlar aquellas es según lo descrito en 7.4.3.1 - Certificados de soldaduras.

A la fecha existen una serie de organismos de inspección acreditados ante la SEC aunque la mayoría de estos están orientados a plantas de GNL. Sin embargo, no se encuentran limitadas debido a que las estructuras son equivalentes en plantas de biogás aplicando las mismas técnicas de END.

Ejemplos de END:

- | | |
|---|---|
| ➤ Gammagrafía Industrial. | ➤ Ensayo de Dureza en Aceros. |
| ➤ Ultrasonido Industrial Detección de Fallas. | ➤ Inspección Dimensional. |
| ➤ Ultrasonido Medición de Espesores. | ➤ Control Dimensional. |
| ➤ Inspección Partículas Magnéticas. | ➤ Inspección de hermeticidad |
| ➤ Inspección Líquidos Penetrantes. | ➤ Control de Hermeticidad. |
| ➤ Inspección Visual. | ➤ Prueba Hidrostática. |
| ➤ Medición de Pintura. | ➤ Inspección de soldadura. |
| ➤ Medición pintura intumesciente | ➤ Ensayo Cámara de Vacío. |
| ➤ Ensayo de Tracción. | ➤ Contrastación de Manómetros |
| ➤ Ensayo de Reticulación. | ➤ Inspección de materiales. |
| ➤ Holiday Detector / Spay | ➤ Inspección de instalación de geomembranas |
| ➤ Medición de Ferrita. | |

7.5.2 Certificado red de incendio.

El contratista a cargo de diseñar la red de incendio debe suministrar la certificación de su instalación (memorias de cálculo, planos, certificados de equipos, certificados de pruebas de hermeticidad, etc.). La normativa chilena regula una serie de estos aspectos:

Código norma	Título de identificación
NCh 933 Of.97	Prevención de incendios y terminología
NCh 934 Of.94	Clasificación de fuegos
NCh 1916 Of. 99	Determinación de cargas de combustibles
NCh 1993 Of. 98	Clasificación de los edificios según su carga combustible
NCh. 2111 Of. 99	Señales de seguridad
NCh. 2189 Of. 92	Condiciones básicas
NCh. 1430 Of. 97	Extintores portátiles - Características y rotulación
NCh. 1433 Of. 78	Ubicación y señalización de los extintores portátiles
NCh. 1646 Of. 98	Grifo de incendio - Tipo columna de 100 mm - Diámetro nominal

Adicionalmente, la norma americana "NFPA 820-2008 - Norma para la Protección contra Incendio en Instalaciones de Tratamiento y Recolección de Aguas Servidas", contempla los riesgos asociados a explosiones por biogás para instalaciones de tratamiento de agua.

Finalmente, una buena práctica corresponde a coordinar las medidas de seguridad y de acción en caso de emergencia con el Cuerpo de Bomberos antes de que exista una contingencia, facilitando su para que conozcan las instalaciones y emiten observaciones en el caso que aplique.

7.6 Inspecciones y certificaciones Periódicas

El Reglamento de Seguridad para Plantas de biogás establece en sus artículos:

“Artículo n°6.- Los propietarios u operadores de plantas de biogás, según corresponda, serán responsables de dar cumplimiento a las disposiciones contenidas en el presente reglamento. Asimismo, conforme a lo dispuesto en este reglamento, serán responsables de someterlas a certificación e inspección periódica, de acuerdo a los procedimientos y periodicidad que establezca la Superintendencia.”

“Artículo 78.- En aquellas materias relativas a la operación, mantenimiento e inspección, toda planta de biogás deberá cumplir con los requisitos que a continuación se indican:

4. Los operadores deberán cumplir con las inspecciones periódicas, cuando correspondan, para verificar que la planta de biogás mantenga las condiciones de seguridad, de acuerdo a lo que determine la Superintendencia para estos efectos.”

La SEC solicitará inspecciones y certificaciones periódicas, en plazos que ella defina y que deberán ser llevadas a cabo por empresas de inspección y certificación autorizadas por la SEC. Los plazos pueden ser variables dependiendo de la complejidad de la planta, pero se estima que no deberían ser en periodos menores a un año, llegando a ser incluso de varios años en condiciones normales.

Existen varias razones por las que, en condiciones normales, una planta va sufriendo modificaciones por lo que deba ser sometida a inspecciones periódicas por la SEC, entre las más comunes:

- | | | |
|--------------------------------------|---|--|
| 1. Desgaste normal de los materiales | } | <ul style="list-style-type: none"> • Pérdidas de espesor • Corrosión • Fatiga • Pérdida de propiedades mecánicas (p. ej. Juntas) |
| 2. Reemplazo de equipos | } | <ul style="list-style-type: none"> • Modernización (cambio tecnológico) • Falla catastrófica • Desgaste de elevado costo de reparación |
| 3. Modificaciones de la planta | } | <ul style="list-style-type: none"> • Salida de operación de módulos • Incorporación de nuevos módulos • Cambio en el trazado de líneas |

Existen otro tipo de condiciones “normales” que no llegando a ser catastróficas (que no requieran una acción inmediata), pueden acelerar o contribuir a las anteriores tales como:

- | | | |
|-------------------|---|--|
| 1. Fallas humanas | } | <ul style="list-style-type: none"> • Falla en control de operación (Fuga de Parámetros fuera de los rangos de operación) • Fallas de mantenimiento (acción inoportuna, reemplazo inadecuado) |
| 2. Ambientales | } | <ul style="list-style-type: none"> • Terremotos y sismos de elevada intensidad • Tormentas de viento • Inundaciones • Ambiente desfavorable (Presencia de sales, ambientes ácidos) |

Ya que las inspecciones periódicas son un método de control de desviaciones en condiciones normales, y no son peritajes de falla, estas se centrarán en:

- | | | |
|--------------------------------|---|--|
| 1. Recopilación de información | } | <ul style="list-style-type: none"> • Fallas • Reemplazos efectuados • Modificaciones efectuadas • Paradas de planta (programadas y no programadas) • Pruebas efectuadas • Plano As built • Plano Zonas y clasificación Ex • Revisión de los documentos de inspecciones internas (realizados por la propia empresa) |
| 2. Entrevista con el personal | } | <ul style="list-style-type: none"> • Fallas • Reemplazos efectuados • Modificaciones efectuadas • Paradas de planta (programadas y no programadas) |

- | | | |
|------------------------------------|---|---|
| 3. Recorrido,
inspección visual | } | <ul style="list-style-type: none"> • Contraste con plano Asbuilt • Trazado de líneas de gas • Encuentro trazado de líneas de gas con eléctricas • Puntos calientes en Zonas Ex • Verificación del montaje eléctrico en zonas Ex • Verificación de protecciones en zonas Ex (sensores, alarmas, semáforos, etc.) • Señalética • Sistemas de emergencia |
| 4. Inspección de los
equipos | } | <ul style="list-style-type: none"> • Hermeticidad • Perdidas de espesor • Defectos en soldaduras • Ensayos END |

7.7 Inspección realizada por el operador

7.7.1 Introducción

Distinguiremos dos inspecciones: “Inspecciones Periódicas” e “Inspecciones del Operador”

Respecto de las inspecciones “periódicas” se debe prestar especial atención a que la normativa se ha reservado como propia la denominación más común utilizada en la industria e ingeniería, lo que puede acarrear confusiones.

Para la normativa, Las inspecciones “periódicas” son aquellas efectuadas por empresas terceras autorizadas por la SEC, y que son efectuadas en periodos de tiempo determinados por la SEC y llevadas a cabo según procedimientos también autorizados por la SEC.

Respecto de las inspecciones que son llevadas a cabo por la empresa, ya sea por personal propio o personal contratista, con fines de mantenimiento, operación o seguridad pero que su fin primero no es contractual con la SEC (aunque podrían ser solicitados sus registros a solicitud de la SEC o en caso de accidente), son denominadas “Inspecciones”. Se entiende que hay “Inspecciones” que son “periódicas”, para no confundirlas por las llevadas a cabo por terceros, las llamaremos Inspecciones a intervalos regulares de tiempo.

“Artículo 78.- *En aquellas materias relativas a la operación, mantenimiento e inspección, toda planta de biogás deberá cumplir con los requisitos que a continuación se indican:*

1. *Las plantas de biogás deberán ser operadas, mantenidas e inspeccionadas, evitando la formación de atmósferas explosivas y controlando cualquier fuga, emanación o residuo de biogás.*
2. *Las plantas de biogás deberán ser operadas, mantenidas e inspeccionadas para evitar o reducir cualquier filtración o derrame de material digerido en cualquiera de sus puntos de circulación.”*

7.7.2 Inspección del operador en puesta en marcha

Las buenas prácticas de ingeniería exigen realizar pruebas a las plantas antes del funcionamiento en régimen, pero además esto es exigido por el artículo 28 del reglamento, aunque no indica la interacción con la SEC, por lo que se recomienda mantener la gestión documental y cualquier medio de pruebas de su realización y resultados.

“Artículo 28.- *Una vez construida una planta de biogás y previo a su inscripción ante la SEC, el instalador de gas deberá verificar su correcto funcionamiento, debiendo realizar inspecciones visuales, pruebas de hermeticidad, prueba de funcionamiento de equipos e instrumentación, pruebas de combustión de artefactos a biogás y/o artefactos adaptados, de acuerdo a las normas o especificaciones bajo las que fueron diseñados.”*

7.7.3 Pruebas por etapas o equipos

Antes de la marcha blanca, deben ejecutarse pruebas parciales e ir aumentando amplitud del alcance desde lo más pequeño a lo más grande (o de lo menos crítico a lo más crítico) dependiendo de la naturaleza de lo instalado y de la capacidad de control del mismo.

- Pruebas de válvulas mecánicas y motrices
- Pruebas eléctricas de control (sin alimentación de fuerza)
- Pruebas de giro (con extrema precaución si no hay carga)
- Pruebas de medidores.
- Pruebas por etapas.

7.7.4 Puesta en marcha y marcha blanca

La puesta en marcha es una etapa delicada ya que suelen aparecer problemas o fallas, por lo que requiere de una implicación máxima del personal. En caso de peligro inminente, la puesta en marcha se deberá suspender hasta que las fallas detectadas hayan sido corregidas.

Se deberán probar y evaluar todos los equipos, poniendo un especial énfasis en los equipos de seguridad. Estos deben ser los primeros en ser evaluados, seguidos por la instrumentación. Durante esta etapa, se realizarán pruebas con los distintos instaladores y proveedores para ajustar los elementos suministrados, recibir conforme los equipos y garantizar la correcta implementación del proyecto. Los valores de cada una de las pruebas debe ser registrada, a modo de evidencia.

Una vez las pruebas realizadas, validadas conforme, se podrá dar por finalizada la “marcha blanca” y el proyecto podrá empezar a operar en sus condiciones normales.

7.7.5 Regulaciones y ajustes operacionales

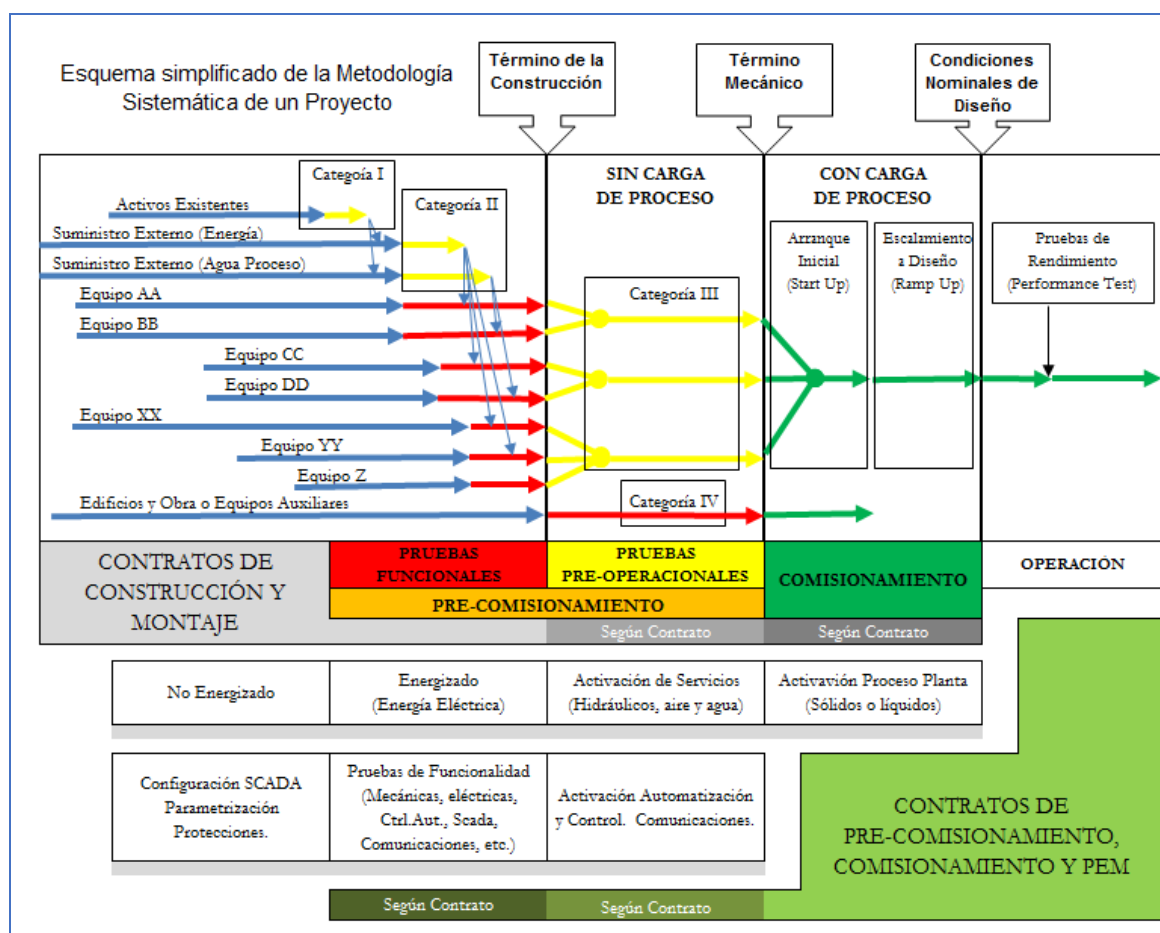


Figura 7-12: Esquema simplificado de la Metodología Sistemática de un Proyecto

Fuente: <https://comisionamiento.wordpress.com>

7.7.6 Inspecciones del operador en operación y mantenimiento

De las Responsabilidades, Artículo 6.- Los propietarios u operadores de plantas de biogás, según corresponda, serán responsables de dar cumplimiento a las disposiciones contenidas en el presente reglamento.

Asimismo, conforme a lo dispuesto en este reglamento, serán responsables de someterlas a **certificación e inspección periódica, de acuerdo a los procedimientos y periodicidad que establezca la Superintendencia.**

De la Operación, mantenimiento e inspección, Artículo 78.- En aquellas materias relativas a la operación, mantenimiento e inspección, toda planta de biogás deberá cumplir con los requisitos que a continuación se indican:

1. Las plantas de biogás deberán ser operadas, mantenidas e **inspeccionadas**, evitando la formación de atmósferas explosivas y **controlando cualquier fuga, emanación o residuo de biogás.**
2. Las plantas de biogás deberán ser operadas, mantenidas e inspeccionadas para evitar o reducir cualquier filtración o derrame de material digerido en cualquiera de sus puntos de circulación.

Los dos artículos previamente mencionados hacen mención a la inspección periódica. El primero hace mención a una empresa externa y, el segundo, se refiere a inspecciones internas de la empresa, ya sea por personal propio o contratista.

7.7.6.1 Mantenimiento Programado

Existe una serie de elementos que, debido a su naturaleza o por exigencia reglamentaria, se sabe a priori que requieren una inspección-mantenimiento programada y, por lo tanto, deben estar incorporadas en el plan de mantenimiento anual, por ejemplo, válvulas de seguridad o alivio y arresta llamas. En general, se deben incorporar al plan de mantenimiento las recomendaciones del fabricante.

Además, es importante que se lleve a cabo una adecuada gestión respecto de los resultados de estas mantenciones para determinar si las condiciones de los equipos se ajustan a las esperadas. En caso contrario, se deberá investigar cuáles son las causas de tales desviaciones.

➤ Válvulas de seguridad

Las válvulas de alivio (así como todas las válvulas) deben ser inspeccionadas con regularidad para comprobar que están operando correctamente. Una vez al año, las válvulas de alivio deben ser desmontadas totalmente para verificar que sus distintos elementos no presentan anomalías:

Su interior debe estar limpio de acumulaciones de moho, incrustaciones o sustancias extrañas

Cierre apropiado del asiento del disco

El muelle no haya perdido sus características.

Posteriormente, se deben montar y probar con el equipo en funcionamiento, verificando el disparo a la presión de precinto.

➤ Arrestallamas

Los arresta llamas deben estar limpios, en buen estado. Se requiere realizar una inspección visual al menos una vez al año. Para eso, se debe aislar de la línea y purgar con un gas inerte (por ejemplo nitrógeno N₂), para luego ser desmontado.

➤ Calderas

Para el caso de las calderas de vapor, se consideran pruebas anuales de acuerdo al artículo 23 del código de trabajo

"Toda caldera empleada para la generación de vapor, deberá estar provista de una válvula de retención y de una o varias válvulas de seguridad, de un manómetro metálico, en perfectas condiciones, que indique la presión máxima, y de los niveles protegidos que indiquen la altura del agua en la caldera o, en su defecto, de un nivel y dos llaves de prueba. En las calderas de 25 o más HP de potencia, se exigirán dos inyectores de alimentación."

Ninguna caldera debería operar sin la presencia de estos equipos, en todo momento.

7.7.6.2 Inspecciones a intervalos regulares

Existen una serie de “desviaciones” anormales, pero de las cuales se sabe que existe una probabilidad de ocurrencia, ya sea por desgaste o por error humano, haciendo necesario programar inspecciones periódicas para su detección.

Estas revisiones se enfocarán a los estanques y los elementos de la red (cañerías, fittings y accesorios), al estado de calibración y al apropiado funcionamiento de los instrumentos necesarios para el proceso o para la seguridad y, de forma general, a todos los elementos relevantes relacionados con el proyecto. Los equipos relevantes corresponden al aseguramiento de condiciones de trabajo seguras. Corresponde a equipos de detección, medición y seguridad, o de la instrumentación que permite monitorear el correcto funcionamiento de las instalaciones.

7.7.6.3 Registros

Calidad del biogás (trimestral)

“Artículo 88.- Los operadores de las instalaciones medianas y grandes, deberán mantener un registro de la calidad del biogás producido de, a lo menos, una muestra trimestral, en la tubería, previo a su uso o consumo, el que deberá contener la siguiente información:

1. Concentración de CH₄ en %V/V, de acuerdo al ensayo estipulado en la norma ASTM D 1945, Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography, u otra norma técnica reconocida internacionalmente, en tanto no haya una Norma Chilena Oficial vigente.
2. Concentración de CO₂ en %V/V, de acuerdo al ensayo estipulado en la norma ASTM D 1945, Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography, u otra norma técnica reconocida internacionalmente, en tanto no haya una Norma Chilena Oficial vigente.
3. Concentración de H₂S en ppm, de acuerdo a la norma ISO 19739:2004, Natural gas - Determination of sulfur compounds using gas chromatography, o ASTM D 4810, Standard Test Method for Hydrogen Sulfide in Natural Gas Using Length-of-Stain Detector Tubes, u otra norma técnica reconocida internacionalmente, en tanto no haya una Norma Chilena Oficial vigente.
4. Concentración de H₂O en mg/m³, según norma ASTM D 1142, Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew-Point Temperature, o ASTM D 5454, Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers, u otra norma técnica reconocida internacionalmente, en tanto no haya una Norma Chilena Oficial vigente.

En el caso de monitoreo en línea de los parámetros antes indicados, se podrá utilizar un analizador de biogás en línea con precisión ±1% o un cromatógrafo.”

Registro y documentación permanente

“Artículo 9°.- Durante todo el periodo de operación de las plantas de biogás, los propietarios y operadores según corresponda, deberán conservar los diferentes estudios y documentos técnicos utilizados en el diseño y construcción de las mismas y sus modificaciones, y los registros de las certificaciones, mantenimientos, reparaciones e inspecciones de que hubieran

sido objeto las plantas de biogás, de acuerdo a lo señalado en el presente reglamento. Asimismo, deberán mantener un archivo con los planos As Built de la planta de biogás, copia de la inscripción de las plantas de biogás ante la Superintendencia, de los registros de producción de biogás, de los procedimientos de operación y de seguridad y de los manuales de seguridad conforme se exige en el presente reglamento.

Los antecedentes referidos en el inciso precedente deberán estar permanentemente a disposición de la Superintendencia.”

7.7.7 Verificaciones y calibraciones de instrumentos

“Artículo 41.- El sensor de metano del sistema de detección de gases deberá considerar la aplicación de dos umbrales de alarmas, uno al 20% del límite inferior de explosividad (LEL), mediante una alarma remota, y un segundo umbral al 40% del LEL, el que deberá accionar un sistema de corte automático de los artefactos a biogás y artefactos adaptados, almacenamientos de biogás u otras zonas de riesgo de explosión que hayan sido determinadas en el análisis de riesgos.”

Todos los instrumentos de medición deben ser “verificados” periódicamente

La certificación de calibración de un instrumento no asegura el buen funcionamiento del equipo ni su calidad, más bien indica que el instrumento cumplió o arrojó tal y cual lectura al momento de la calibración. Que la calibración del instrumento se mantenga a través del tiempo depende mucho de la calidad del instrumento. Por lo anterior, el sistema de calidad o el sistema de seguridad debe incorporar procedimientos de verificación periódica de los instrumentos por medio de instrumentos “Patrones” debidamente certificados, los cuales cumplen solo la tarea de verificación y son guardados bajo condiciones óptimas de cuidado.

Tanto los certificados de calibraciones como las verificaciones internas deben ser registradas como antecedentes para una inspección tercera.

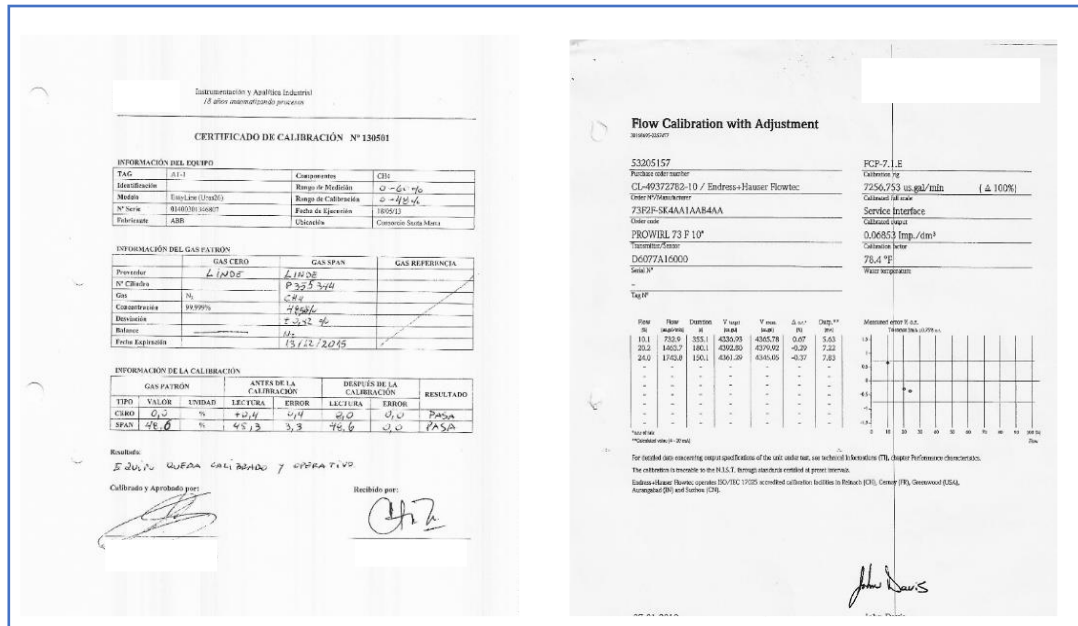


Figura 7-13: Ejemplo verificaciones y calibraciones de instrumentos
Fuente: Brunsley Elliot

7.8 Normativa Nacional e Internacional

En la industria del biogás, así como en la industria en general, las normativas asociadas al diseño y construcción son muy diversas según el desarrollo de la tecnología. En primera instancia, se utilizan normativas locales para dar cumplimiento a requerimientos legales nacionales. Luego, para aspectos donde no hay normativa nacional, se recurre a normativa internacional que pueda dar soporte técnico a la instalación. A continuación se muestra una compilación con normativas locales e internacionales para el diseño y construcción de una planta estándar de biogás en Chile:

Tabla 7-1: Normativas Nacionales para Materiales

Código norma	Título de identificación
NCh 203 Of 06	Acero para uso estructural – Requisitos
NCh 204 Of 06	Barras laminadas en caliente para hormigón armado
NCh 211 Of 70	Barras con resaltes para hormigón armado
NCh 434 Of 70	Barras de acero de alta resistencia
NCh 218 Of 77	Mallas de alta resistencia para hormigón armado
NCh 219 Of 77	Mallas de acero alta resistencia. Condiciones de uso en hormigón armado
NCh 173 Of 73	Madera-Terminología
NCh 167 Of 54	Ladrillos de Arcilla
NCh 169 Of 73	Ladrillos Cerámicos
NCh 148 Of 68	Cemento. Especificaciones Generales
NCh 158 Of 67	Ensayos de compresión y flexión de morteros
NCh 163 Of 79	Agregados pétreos para morteros y hormigones- Requisitos
NCh 170 Of 85	Hormigón. Requisitos generales
NCh 1498 Of 82	Hormigón. Agua de Amasado. Requisitos
NCh 1198 Of 91	Cálculo de construcciones en madera
NCh 1017 E Of 75	Hormigón - Confeción de probetas
NCh 1037 Of 77	Ensayos de compresión de probetas cúbicas y cilíndricas
NCh 1998 Of 89	Hormigón - Evaluación estadística de la resistencia mecánica
NCh 2221 Of 94	Hormigón y mortero – Determinación de los cambios de longitud

Tabla 7-2: Normativas Nacionales para Diseño Estructural

Código norma	Título de identificación
NCh 1928 Of 1993	Mod 2009 Albañilería Armada - Requisitos para el Diseño y Cálculo
NCh 2123 Of 1997	Mod 2003 Albañilería Confinada - Requisitos de Diseño y Cálculo
NCh 1198 Of 1991	Madera - Construcciones en Madera - Cálculo
NCh 433 Of 1996 Mod. 2009	Diseño Sísmico de Edificios
NCh 433 Decreto 117 MINVU	Modificaciones (Enero 2011)
NCh 2369 Of 2003	Diseño Sísmico de Estructuras e Instalaciones Industriales
NCh 1537 Of 2009	Diseño Estructural de Edificios - Cargas Permanentes y Sobrecargas de Uso
NCh 3171 Of 2010	Disposiciones Generales y Combinaciones de Cargas
NCh 431 Of 2010	Construcción - Sobrecargas de nieve
NCh 432 Of 2010	Cálculo De La Acción Del Viento Sobre Las Construcciones
NCh 427 CR 76	Especificaciones Para Cálculo Y Ejecución De Construcciones En Acero
NCh 428 Of 57	Ejecución De Construcciones De Acero
NCh 430 Of 2008	Hormigón Armado. Requisitos De Diseño Y Cálculo. (Basado En El Código De Concreto Estructural ACI 318S-08)
NCh 430 Decreto 118 MINVU	Modificaciones (Enero 2011)

Tabla 7-3: Normativa nacional eléctrica

Código norma	Título de identificación
NCH Elec. 4/2003	Electricidad- Instalaciones de consumo en baja tensión

Tabla 7-4: Normativa internacional para el Diseño estructural

Código norma	Título de identificación
ANSI/AISC 360-05	American National Standard. American Institute of Steel Construction. "Specifications for Structural Steel Buildings
ACI 318S-08	Requisitos de Reglamento Para Concreto Estructural y Comentarios
ACI 350.3-06	Seismic Design of Liquid Containing Concrete Structures
ACI 350M-06	Code Requirements for Environmental Engineering Concrete Structures
ACI 224R-01	Control of Cracking in Concrete Structures
ACI 223-98	Standard practice for the Use of Shrinkage Compensating Concrete.
AASHTO	Standard Specification for Highway Bridges
AWS D1.1-86	Structural Welding
AWS D1.4-79	Welding Of Reinforced Rods
AIST Technical Report TR, N° 6, 2006 Y N° 13, 2003	Guide For The Design Of Steel Buildings

Tabla 7-5: Normativa internacional para Materiales

Código norma	Título de identificación
ASTM C157-93	Length Change of Hardened Cement Mortar and Concrete
ASTM A36 -94	Carbon Structural Steel
ASTM A325-94	Structural Bolts, Steel Heat Treated
ASTM A416-94	Standard Specification for Steel Strands, Uncoated, Seven- Wire for Prestressed Concrete

Tabla 7-6: Normativa internacional y organismos de estandarización para Cañerías

Sigla	Título
AWWA	American Water Works Association.
ASME	American Society of Mechanical Engineers.
ASME	ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Sections I to XI
ASME B31	Code for Pressure Piping.
ASME B31.1	Power Piping Code
ASME B31.3	Chemical Plant And Petroleum Refinery Piping.
ASME B31.4	Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and Alcohols.
ASME/ANSI B31.5	Refrigeration Piping.
ASME B31.8	Gas Transmission And Distribution Piping Systems.
ASME/ANSI B31.9	Building Services Piping.
ASTM	American Society for Testing and Materials
AWS	American Welding Society
ANSI/ASME B31.11	Slurry Transportation Piping System.
AGA	American Gas Association
API	American Petroleum Institute
ASSE	American Society of Sanitary Engineers
ASCE	American Society of Civil Engineers
ARI	Air Conditioning and Refrigeration Institute
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning Engineers
ASCE	American Society of Civil Engineers
AISI	American Iron Institute
DIPRA	Ductile Iron Pipe Research Association
EJMA	Expansion Joint Manufacturers Association
FCI	Fluid Controls Institute
FM	Factory Mutual Engineering & Research Corporation
FSA	Fluid Sealing Association
HEI	Heat Exchange Institute
HI	Hydraulic Institute
ISA	Instrument Society of America
MSS	Manufacturers Standardization Society of the Valve and Fittings Industry
NFPA	National Fire Protection Association
PFI	Pipe Fabrication Institute
PPI	Plastic Pipe Institute
SSPC	Steel Structural Painting Council
TEMA	Tubular Exchanger Manufacturers Association
UL	Underwriters Laboratories

Tabla 7-7: Normativa protección estructuras metálicas

Código norma	Título de identificación
ASTM	American Standard and Testing Materials
ASTM A123M	Standard Specification for Zinc on Iron and Steel (Hot Dip Galvanized)
ASTM A143	Safe guarding Against Embrittlement of Hot-Dip Galvanized Steel Products
ASTM A153	Specification for Zinc Coating on Iron and Steel Hardware
ASTM A 90	Test Method for Weight of Coating Zinc
ASTM A 98	Standard Method for Weight of Coating
ASTM A 384	Standard Practice for Safeguarding Against Warpage and Distortion During H.D. Galvanized
ASTM A 385	Providing High Quality Zinc Coating
ASTM A 780	Repair of Damaged Hot Dip Galvanized Coatings
ASTM B 6	Specification for Zinc
SSPC	Steel Structures Painting Council
SSPC-SP1	Limpieza de Superficies. Remoción de contaminantes
SSPC-SP1	Limpieza con solventes
SSPC-SP10	Limpieza por arenado a casi metal blanco.

Tabla 7-8: Normativa para Pruebas de Estanqueidad

Código norma	Título de identificación
ACI 350.1-01 y ACI 350.R-01	Tightness Testing of Environmental Engineering Concrete Structures
ACI 350.1-R-93/AWWA 400-93	Testing Reinforced Concrete Structures for Watertightnes
BS 8007	Design of Concrete Structures for Retaining Aqueous Liquids

Tabla 7-9: Normativa para Sistemas Contra Incendios

Código norma	Título de identificación
NFPA 10	Fire Extinguishers.
NFPA 11	Low Expansion Foam and Combined Agent Systems.
NFPA 12	Carbon Dioxide Extinguishing Systems
NFPA 13	Sprinklers Systems.
NFPA 14	Stand Pipe and Hose Systems.
NFPA 15	Water Spray Fixed Systems for Fire Protection.
NFPA 16	Deluge Foam Water Sprinklers and Foam Water Spray Systems.
NFPA 17	Dry Chemical Extinguishing Systems.
NFPA 20	Centrifugal Fire Pumps.
NFPA 22	Water Tanks for Private Fire Protection.
NFPA 24	Private Fire Service Main and Their Appurtenances.
NFPA 70	National Electric Code.
NFPA 71	Central Station Service for Signaling Systems
NFPA 72	Automatic Fire Detectors
NFPA 820	Fire Protection in Wastewater Treatment and Collection Facilities.
NFPA 820	Wastewater Treatment and Collection Facilities