

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

SEMARNAT
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE
Y RECURSOS NATURALES



INFORME FINAL

**ESTUDIO SOBRE LAS TECNOLOGÍAS PARA EL APROVECHAMIENTO, LA
EVALUACIÓN DE LAS EMISIONES CONTAMINANTES AL AIRE Y LOS SISTEMAS DE
CONTROL AL UTILIZAR LA *BIOMASA* COMO ENERGÉTICO**

ELABORADO POR:

COLEGIO DE INGENIEROS AMBIENTALES DE MÉXICO A.C.

CINAM
Colegio de Ingenieros
Ambientales de México, A. C.





CONTENIDO

I	INTRODUCCIÓN	3
II	CLASIFICACIÓN DE LA BIOMASA	5
II.1.	CULTIVOS ENERGÉTICOS.....	7
II.1.1.	<i>Cultivos tradicionales</i>	8
II.1.2.	<i>Cultivos poco frecuentes</i>	9
II.1.3.	<i>Cultivos acuáticos</i>	10
II.1.4.	<i>Cultivos para biocombustibles líquidos</i>	11
II.2.	BIOMASA RESIDUAL	11
II.2.1.	<i>Residuos sólidos urbanos</i>	12
II.2.2.	<i>Aguas residuales urbanas y lodos de depuradora</i>	13
II.2.3.	<i>Residuos de industrias agroalimentarias</i>	14
II.2.4.	<i>Residuos de la industria de la madera</i>	15
II.2.5.	<i>Residuos forestales</i>	16
II.2.6.	<i>Residuos ganaderos</i>	18
II.2.7.	<i>Residuos agrícolas</i>	20
II.2.8.	<i>Excedentes agrícolas</i>	21
III	GENERALIDADES DEL SECTOR FORESTAL Y EL APROVECHAMIENTO DE SUS RESIDUOS EN LA PRODUCCIÓN DE BIONERGÍA EN MÉXICO	22
III.1.	ACTIVIDAD FORESTAL EN MÉXICO	22
III.1.1.	<i>Contexto socioeconómico</i>	23
III.1.2.	<i>Descripción de la actividad en lo relativo a la explotación y comercialización</i> 25	
III.1.3.	<i>Producción maderable</i>	25
III.1.4.	<i>Plantaciones forestales comerciales</i>	27
III.1.5.	<i>Industria forestal</i>	27
III.1.6.	<i>Producción no maderable y dendroenergía</i>	28
III.2.	POLÍTICA PÚBLICA Y PROSPECTIVA DEL USO DE BIOMASA EN MÉXICO.....	29
III.2.1.	<i>Acciones específicas</i>	31
III.2.2.	<i>Retos</i>	34
III.2.3.	<i>Bioenergéticos procesados en el sector forestal</i>	35
III.2.4.	<i>Principios para el desarrollo de proyectos de bioenergía</i>	36
III.3.	LOS RESIDUOS FORESTALES Y SU USO COMO BIOMASA EN LOS SISTEMAS DE CALENTAMIENTO DIRECTO	37
III.3.1.	<i>Proceso de producción de pellets</i>	37
III.3.2.	<i>Proyectos propuestos en México</i>	38
IV	COMBUSTIÓN DE LA BIOMASA	42
V	ESTIMACIÓN DE EMISIONES PROVENIENTES DE LA QUEMA DE BIOMASA ...	46
V.1.	DEFINICIÓN DE FACTOR DE EMISIÓN.....	46
V.2.	FACTORES DE EMISIÓN DE BIOMASA.....	47
V.2.1.	<i>Consideraciones sobre la combustión de biomasa</i>	48
V.2.2.	<i>El poder calorífico de la biomasa</i>	50
V.2.3.	<i>Recopilación de FE</i>	50
VI	SISTEMAS Y EQUIPOS DE CONTROL DE PARTÍCULAS	56
VI.1.	CICLONES Y SEPARADORES INERCIALES.....	57



VI.1.1.	<i>Cámaras de sedimentación</i>	58
VI.1.2.	<i>Ciclones</i>	60
VI.1.2.1.	<i>Ciclones múltiples</i>	64
VI.1.2.2.	<i>Eficiencia de recolección</i>	65
VI.1.2.3.	<i>Aplicabilidad</i>	70
VI.1.2.4.	<i>Costos</i>	70
VI.1.2.5.	<i>Acondicionamiento del gas del tubo de escape</i>	74
VI.2.	PRECIPITADORES ELECTROSTÁTICOS	77
VI.2.1.	<i>Tipos de precipitadores electrostáticos</i>	86
VI.2.1.1.	<i>PES en seco</i>	87
VI.2.1.2.	<i>PES en húmedo</i>	87
VI.2.1.3.	<i>PES de Placa-Alambre</i>	88
VI.2.1.4.	<i>PES de Tubo-Alambre</i>	89
VI.2.1.5.	<i>Otros diseños de PES</i>	90
VI.2.2.	<i>Eficiencia de recolección</i>	92
VI.2.3.	<i>Aplicabilidad</i>	95
VI.2.4.	<i>Costos</i>	96
VI.2.4.1.	<i>Costo del Equipo</i>	96
VI.2.4.2.	<i>Costo total de equipo comprado</i>	100
VI.2.4.3.	<i>Inversión de Capital Total (TCI)</i>	101
VI.2.4.4.	<i>Costos Directos Anuales</i>	102
VI.2.4.5.	<i>Costos Indirectos Anuales</i>	106
VI.2.4.6.	<i>Recuperación de créditos</i>	106
VI.2.4.7.	<i>Costo Total Anual</i>	107
VI.3.	LAVADORES DE GASES (WET SCRUBBERS)	107
VI.3.1.	<i>Mecanismos de captura</i>	109
VI.3.2.	<i>Tipos de lavadores de gases</i>	110
VI.3.2.1.	<i>Torres de aspersión</i>	110
VI.3.2.2.	<i>Torres de aspersión ciclónica</i>	111
VI.3.2.3.	<i>Torres de limpieza dinámica</i>	113
VI.3.2.4.	<i>Torres de bandejas</i>	114
VI.3.2.5.	<i>Torres de limpieza por venturí</i>	115
VI.3.2.6.	<i>Torres de limpieza de orificio</i>	116
VI.3.2.7.	<i>Otros diseños</i>	117
VI.3.3.	<i>Configuración y operación de las torres de limpieza por venturí</i>	118
VI.3.3.1.	<i>Sistema de almacenamiento y distribución de líquido</i>	120
VI.3.3.2.	<i>Sistema de inyección de líquido</i>	121
VI.3.3.3.	<i>Sección de la garganta del venturí</i>	122
VI.3.3.4.	<i>Cámara de recolección y eliminador de rocío</i>	125
VI.3.3.5.	<i>Recolección y disposición del líquido residual</i>	126
VI.3.3.6.	<i>Equipo auxiliar</i>	126
VI.3.4.	<i>Parámetros de diseño</i>	127
VI.3.4.1.	<i>Funcionamiento del sistema</i>	127
VI.3.4.2.	<i>Relación líquido-a-gas</i>	128
VI.3.4.3.	<i>Velocidad y caída de presión</i>	128
VI.3.4.4.	<i>Distribución de tamaño y carga de partículas</i>	129
VI.3.4.5.	<i>Razón de flujo, temperatura y humedad del gas residual</i>	130
VI.3.4.6.	<i>Tiempo de residencia</i>	131
VI.3.4.7.	<i>Tamaño de la gota</i>	132
VI.3.5.	<i>Diseño del sistema</i>	132



VI.3.5.1. Distribución y carga de las partículas	132
VI.3.5.2. Eficiencia de recolección	133
VI.3.5.3. Propiedades del gas residual	135
VI.3.5.4. Curvas de funcionamiento.....	135
VI.3.6. Consumibles.....	136
VI.3.6.1. Uso de agua.....	136
VI.3.6.2. Uso de energía eléctrica	137
VI.3.7. Costos	137
VI.3.7.1. Inversión de capital total.....	138
VI.3.7.2. Costo de equipo comprado	138
VI.3.7.3. Costos directos e indirectos de instalación.....	141
VI.3.7.4. Costos anuales	142
VI.4. COLECTORES DE BOLSAS O MANGAS	143
VI.4.1. Proceso de recolección de partículas y mecanismos de penetración.....	144
VI.4.1.1. Limpieza por agitación	145
VI.4.1.2. Limpieza con aire a la inversa	146
VI.4.1.3. Limpieza por chorro pulsante	148
VI.4.1.4. Limpieza sónica	149
VI.4.1.5. Equipo auxiliar	149
VI.4.2. Teoría de la filtración por tela	150
VI.4.2.1. Colectores de bolsas desinfladas con aire a la inversa/agitación	152
VI.4.2.2. Colectores de bolsas de Chorro Pulsante	153
VI.4.3. Procedimientos de diseño.....	153
VI.4.3.1. Relación Gas-a-Tela	154
VI.4.3.2. Caída de presión.....	154
VI.4.3.3. Características de las partículas	155
VI.4.3.4. Características de la corriente de gas	156
VI.4.3.5. Consideraciones de diseño de equipo.....	157
VI.4.4. Inversión de capital total	158
VI.4.4.1. Costo del equipo	159
VI.4.5. Costo adquirido total.....	161
VI.4.6. Inversión de capital total	161
VI.4.7. Estimando los costos anuales totales	162
VI.4.7.1. Costo directo anual	162
VI.4.7.2. Costo indirecto anual	165
VI.4.7.3. Créditos por recuperación	166
VI.4.7.4. Costo total anual	166
VII TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN DE BIOMASA.....	167
VII.1. COMBUSTIÓN DIRECTA.....	168
VII.1.1. Calderas de fogón	168
VII.1.1.1..... Fogones subalimentados	169
VII.1.1.2..... Fogones sobrealimentados	170
VII.1.2. Calderas de lecho fluidizado.....	172
VII.1.3. Eficiencia	174
VII.1.4. Disponibilidad de operación.....	176
VII.1.5. Ventajas y desventajas de operación.....	176
VII.1.6. Costos de equipo e instalación	177



VII.1.7.	<i>Costos de operación y mantenimiento</i>	179
VII.1.8.	<i>Estado de comercialización</i>	180
VII.2.	CO-COMBUSTIÓN.....	180
VII.2.1.	<i>Caracterización</i>	181
VII.2.2.	<i>Eficiencia</i>	182
VII.2.3.	<i>Disponibilidad de operación</i>	182
VII.2.4.	<i>Ventajas y desventajas de operación</i>	183
VII.2.5.	<i>Costos de equipo e instalación</i>	184
VII.2.6.	<i>Costos de operación y mantenimiento</i>	184
VII.2.7.	<i>Estado de comercialización</i>	184
VII.3.	GASIFICACIÓN	185
VII.3.1.	<i>Principales Elementos de la Gasificación</i>	186
VII.3.2.	<i>Tipos de gasificadores</i>	187
VII.3.2.1. Lecho fijo	187
VII.3.2.2. Lecho fluidizado	190
VII.3.2.3. Lecho arrastrado	192
VII.3.2.4. Aplicaciones	193
VII.4.	PIRÓLISIS.....	195
VII.4.1.	<i>Proceso de pirólisis</i>	195
VII.4.2.	<i>Ventajas del proceso de pirólisis</i>	198
VII.4.3.	<i>Inconvenientes del proceso de pirólisis</i>	198
VIII	TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA	199
VIII.1.	TECNOLOGÍAS DE TURBINA DE VAPOR	202
VIII.2.	TECNOLOGÍAS DE TURBINA DE GAS	205
VIII.3.	SISTEMAS DE MICROTURBINAS	209
VIII.4.	TECNOLOGÍAS ALTERNATIVAS DEL MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA	213
IX	PROPUESTA DE NORMA PARA EL CONTROL DE LAS EMISIONES EN SISTEMAS DE COMBUSTIÓN OPERADOS CON BIOMASA (BAGAZO DE CAÑA) ..	217
X	BIBLIOGRAFÍA.....	235



I Introducción

Uno de los retos más importantes en la actualidad es conseguir un desarrollo sostenible, es decir, hacer compatible la calidad del medio ambiente con el desarrollo económico. Entre las principales causas de deterioro del medio ambiente figura la demanda de energía, ya que las emisiones generadas en su producción tienen por lo general, un fuerte impacto ambiental.

El ahorro en el consumo y la eficiencia en la producción de energía es una de las alternativas para conseguir la reducción de las emisiones. Teniendo en cuenta las necesidades energéticas, en el mediano y largo plazo se pretende diversificar los recursos, incorporando al mercado nuevos combustibles y tecnologías, más respetuosos con el medio ambiente.

Desde los años 70, con la crisis del petróleo, se viene considerando cada vez más un grupo de energías denominadas “renovables”. Estas fuentes de energía se basan en la utilización de recursos naturales inagotables, como el viento o la radiación solar. Entre ellas, la más antigua es la que hoy día se denomina “biomasa”. Actualmente la biomasa desempeña un papel decisivo como fuente energética en aplicaciones tanto industriales como domésticas y constituye la energía renovable de mayor importancia cuantitativa.

Se conoce como biomasa todo tipo de materia orgánica que tiene como origen un proceso biológico inmediato. Esta definición de biomasa comprende toda una serie de productos y materias primas renovables, obtenidas a partir de la materia orgánica. En este sentido, se podrían considerar incluidos los combustibles fósiles o sus productos orgánicos derivados, aunque tuvieran su origen biológico en épocas remotas.

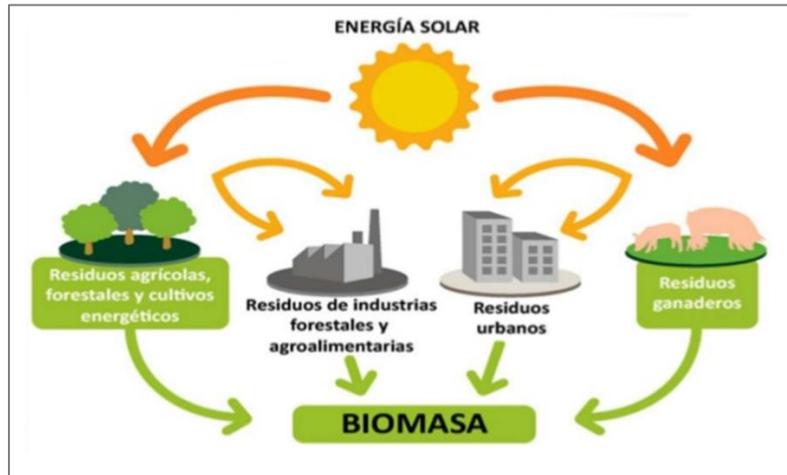


Figura 1. Ciclo de la biomasa.

La biomasa se compone principalmente de hidratos de carbono, lípidos y proteínas, los cuales se encuentran en una proporción variable, en función de la naturaleza de la biomasa. En general, la composición de los vegetales no es homogénea en todos sus órganos. Así, por ejemplo, en las semillas de leguminosas abundan las proteínas; en los frutos de especies oleaginosas, los lípidos; en la raíz de la remolacha azucarera, los azúcares.



Figura 2. La madera es un ejemplo de biomasa. Sus residuos se pueden valorizar energéticamente.



En cuanto a la biomasa de origen animal, sus compuestos se encuentran en proporción diferente a la vegetal, apreciándose un aumento en el contenido de proteínas y lípidos (grasas) en detrimento de los hidratos de carbono (azúcares).

Para utilizar la biomasa con fines energéticos se debe mejorar su proceso de obtención y transformación en combustibles rentables. La energía de la materia orgánica de la biomasa se puede aprovechar de forma directa, por combustión, o mediante procesos de conversión que la transforman en otros productos, como alcoholes e hidrocarburos.

La biomasa, especialmente los residuos y subproductos de origen forestal, ha sido una fuente de energía tradicional. Hoy en día, se realizan además plantaciones de determinados cultivos y se utilizan excedentes agrícolas y residuos ganaderos para su valorización energética.

II Clasificación de la biomasa

Se puede distinguir entre biomasa vegetal, que es la materia orgánica producida a partir de la fotosíntesis, y la biomasa animal producida por los seres que se alimentan de materia vegetal. Dentro de la biomasa vegetal merecen interés especial los cultivos energéticos.

La biomasa se puede clasificar también en tres grandes grupos, según su origen: natural, residual y fósil. La biomasa natural es la que se genera en ecosistemas sin intervención humana. La biomasa residual es la que se obtiene como resultado de actividades agrícolas, ganaderas y forestales, así como de las industrias agroalimentarias y transformación de la madera. Otros materiales que también se incluyen en este apartado son los efluentes ganaderos, aguas residuales y lodos de depuradora.



Figura 3. Biomasa vegetal residual.

Por otra parte, los combustibles convencionales, como el petróleo, el carbón y el gas natural se pueden considerar como biomasa fósil producida en épocas remotas, bajo determinadas condiciones físicas y químicas.

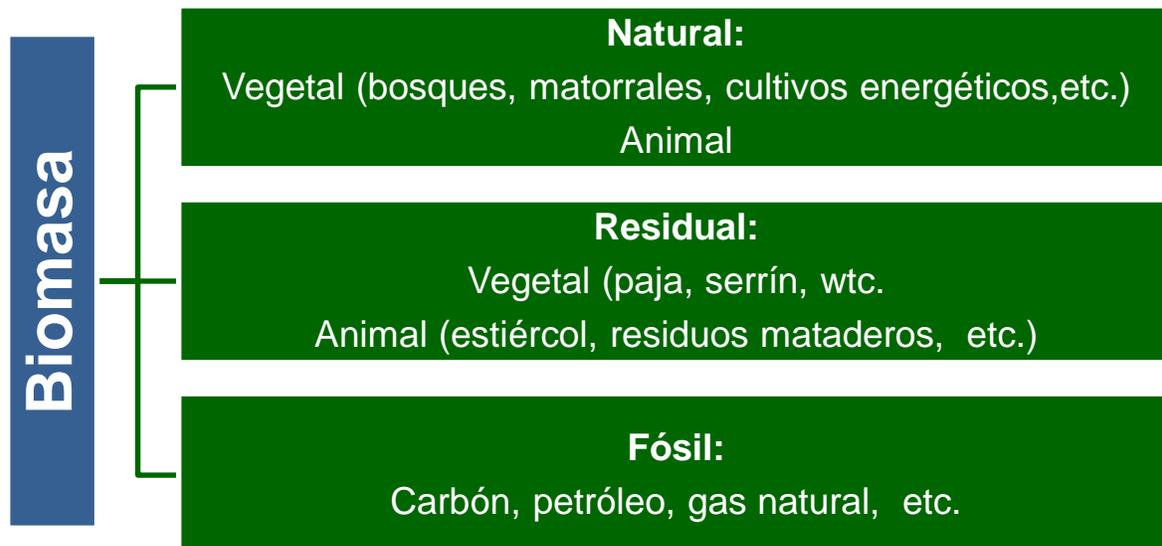


Figura 4. Origen de la biomasa.



II.1. Cultivos energéticos

Los cultivos energéticos son los que se llevan a cabo con el único objetivo de su valorización energética. Estas plantaciones están adquiriendo importancia por la disposición de superficie agrícola, antes cultivada para fines alimentarios, debido a factores tales como el aumento de productividad por mejora de los procesos agrícolas, nuevas semillas, etc. También afectan el cambio de hábitos alimentarios, el abandono de la población rural y la ampliación del comercio de productos agrarios.

Un aspecto a considerar de los cultivos energéticos es su impacto ambiental. La agricultura es una actividad que altera el equilibrio ecológico de la biosfera, ya que modifica los ecosistemas naturales. Y por supuesto, estos cultivos también alteran el medio ambiente, aunque en menor medida que los alimentarios o industriales, debido a que:

- Los cultivos energéticos se implantan en zonas marginales de escasa productividad, donde protegen el suelo contra la erosión y aumentan su contenido en materia orgánica.
- Al ser cultivos poco exigentes, en cuanto a labores y tratamientos químicos, no precisan tantos fertilizantes como los tradicionales.
- Por no ser cultivos específicos, se puede aumentar la variedad de las especies, mejorando el ecosistema agrario.
- A pesar de todo, antes de abordar los cultivos energéticos en una zona, es necesario realizar estudios que evalúen el impacto de su establecimiento y tomar las medidas adecuadas para minimizarlo. Estos cultivos deben cumplir unas condiciones diferenciadas de las de los cultivos alimentarios, entre las que se pueden señalar los siguientes:
 - Deben ofrecer un balance energético positivo, es decir, alto rendimiento en biomasa cosechable, con un mínimo de gasto energético en su obtención. Debe ser aprovechable toda la biomasa recolectable, no sólo semillas, frutos o tubérculos.

Estos cultivos se valoran por el contenido calórico del producto cosechado y por tanto, las especies a cultivar serán distintas a las de fines alimentarios. Así, algunas plantas consideradas como malas hierbas, tóxicas o incluso nocivas, pueden llegar a ser interesantes como biomasa energética.



Los cultivos energéticos pueden tener una aplicación energética directa mediante combustión o servir de materia prima para la obtención de biocombustibles (etanol o biodiesel). Se pueden clasificar en tradicionales, poco frecuentes, acuáticos y plantas productoras de combustibles líquidos.

II.1.1. Cultivos tradicionales

Se entiende por cultivos tradicionales aquéllos que el hombre viene utilizando desde hace tiempo para alimentación y obtención de materias primas de interés industrial. Algunos de estos cultivos ya se utilizan con fines energéticos, y se pueden distinguir los destinados exclusivamente a ese fin, de los que compiten con los destinados a la alimentación. Se pueden plantear algunas diferencias en cuanto a las condiciones exigibles y a los objetivos a alcanzar entre los cultivos agroenergéticos y los agroalimentarios, como son:

En los agroalimentarios se pretende obtener alimentos de calidad, mientras que en los agroenergéticos se trata, sobre todo, de conseguir la mayor cantidad de biomasa transformable en energía.

En una superficie de cultivo puede haber plantaciones de una misma especie dedicada a ambos fines. El periodo de plantación o de recolección puede variar para una misma especie, dependiendo que su aplicación sea alimentaria o energética.

Entre las especies más comunes de cultivos tradicionales valorizables energéticamente están: la caña de azúcar, trigo, cebada, maíz, sorgo dulce, remolacha, mandioca, patata, pataca, boniato y batata, nabo, aguacate, girasol, arroz, etc. Todas ellas precisan ciertas exigencias climáticas, terrenos fértiles y agua, lo que supone una fuerte competencia con los cultivos alimentarios. Idealmente, los cultivos energéticos se deberían localizar en terrenos marginales pero, salvo las zonas desérticas, las zonas para el aprovechamiento de la tierra están bastante definidas.



Figura 4. El girasol, una planta para aceite de elevado poder energético.



En este apartado se incluyen las plantaciones forestales, si bien su manipulación en plantaciones energéticas es distinta que en las explotaciones madereras. Las especies de crecimiento rápido con alta densidad de plantación son las idóneas, sometiéndolas a podas intensivas y cosechando su producción en ciclos cortos, generalmente menores de cinco años.

Las especies forestales más adecuadas para cultivos energéticos son: eucalipto, álamo, sauce y acacia. El primero de ellos es el más interesante por su resistencia a las plagas y facilidad de adaptación a suelos y climas. Además se conocen numerosas especies, pudiéndose elegir las que mejor se acomoden a los terrenos marginales. Del eucalipto se aprovecha no sólo la madera, sino también sus hojas, ya que contienen aceites hidrocarbonados, como el eucaliptol, susceptible de ser utilizado como combustible para motores.

II.1.2. Cultivos poco frecuentes

En los últimos tiempos se ha considerado la utilización de especies silvestres, no aptas para fines alimentarios o industriales, con fines energéticos. Son especies de gran producción de biomasa en condiciones desfavorables, suelos salinos, pobres y áridos. Su cultivo pretende el aprovechamiento total de su biomasa, como azúcares fermentables y residuos leñosos o celulósicos para combustibles sólidos. Entre algunos de los cultivos analizados, se pueden utilizar:

- La pataca o alcachofa, que no precisa sembrado anual, ya que sus tubérculos rebrotan de los rastrojos. Se valoriza su materia seca, los tallos, por métodos termoquímicos.
- Las chumberas, cuyos tallos y frutos contienen una elevada proporción de azúcares fermentables a alcohol.
- Los helechos, con elevado contenido en humedad, son una materia prima apta para digestión anaerobia, útil para la obtención de biogás.



II.1.3. Cultivos acuáticos

Entre las especies explotadas se encuentran *Macrocystis*, *Nerocystis* y *Alaria*, con células sin envoltura lignocelulósica, lo que favorece su tratamiento. La primera es interesante por su gran productividad, ligada a una alta eficiencia fotosintética. Estas algas llegan a superar los 40 m de longitud, dando en las “granjas marinas” un rendimiento de 70 t/ha al año de materia seca con un potencial energético de 11 MJ/kg. Además, estos cultivos no precisan siembra anual, ya que rebrotan después de cada corte.

Se pueden destacar también los cultivos de algas unicelulares, de los géneros *Chlorella*, *Scenedesmus* y *Spirulina*, utilizadas para alimentación. Aunque la importancia de estas algas radica en su contenido en proteínas, que supone alrededor del 50% de la materia seca, se puede utilizar el resto para obtener energía. A este respecto, su productividad es de 100 t/ha al año, alcanzando el género *Chlorella* 125 t/ha al año. Estas algas crecen en balsas de tratamiento de aguas residuales, donde se reproducen con facilidad, generando gran cantidad de biomasa transformable en metano.

Otra planta acuática de singular importancia es el jacinto de agua (*Eichornia crassipes*), especie de agua dulce de origen tropical, con un crecimiento óptimo entre 26 y 28°C y nulo a menos de 10°C. En condiciones adecuadas, su reproducción vegetativa es extraordinaria: una mata aumenta en un 10% su peso diario, duplicándose cada 10 ó 15 días. Su productividad media es superior a 30 t/ha al año en peso seco, alcanzando 150 t/ha al año. Una de las características de esta planta es su capacidad de depuración de aguas residuales de todo tipo, ya que la materia orgánica y las sales inorgánicas son absorbidas por la planta y retenidas en sus tejidos, liberando el agua de los mismos.

Estas plantas acuáticas no son aptas para forraje pero, dado su alto contenido en agua, son apropiadas para obtener metano por fermentación.



II.1.4. Cultivos para biocombustibles líquidos

Se denominan biocombustibles líquidos ciertos productos alternativos a los combustibles tradicionales, como gasolina y gasóleo. Se suelen usar en el sector del transporte, por lo que también se les denomina biocombustibles. Los biocombustibles se obtienen a través de ciertos procesos de transformación química y/o microbiológica.

Comercialmente existen dos grupos de biocombustibles:

- Bioetanol y su derivado el etiltercbutileter (ETBE), como sustitutos o aditivos de la gasolina. El bioetanol se obtiene por fermentación de materias agrícolas ricas en azúcares o en almidón y el segundo se obtiene por reacción del etanol con isobuteno.
- Ésteres metílicos de aceites vegetales (colza, soya, girasol, etc.) como sustitutos del gasóleo. Se obtienen por reacción del aceite con metanol, en presencia de un catalizador.

Un adecuado programa de mejora genética y de cultivo de las especies vegetales oportunas elevaría el rendimiento en la producción de biocombustibles.

La producción de biocombustibles presenta como inconveniente su elevado costo frente a los combustibles tradicionales. Se requiere por ello la aplicación de exenciones fiscales sobre dichos combustibles, así como reducir los costos de producción.

II.2. Biomasa residual

La biomasa residual está constituida por subproductos de la actividad de distintos sectores, como el industrial, urbano y agropecuario. La energía que contiene puede ser valorizada de dos formas: por combustión directa de los residuos, o mediante su transformación en otra sustancia.



II.2.1. Residuos sólidos urbanos

Se entiende por residuos sólidos urbanos los generados en las poblaciones y sus zonas de influencia, englobando materiales y productos originados en las siguientes actividades:

- Domiciliarias: residuos procedentes de viviendas.
- Comerciales y de servicios: residuos procedentes de actividades comerciales e industriales asimilables a las domiciliarias.
- Sanitarios: derivados de actividades hospitalarias, clínicas, etc.
- Procedentes de la limpieza urbana, zonas verdes y recreativas.
- Construcción y demolición: procedentes de obras menores.
- Abandono de muebles, enseres y vehículos.

Es importante conocer la composición de los RSU para determinar los sistemas de tratamiento. Entre los factores que influyen en su composición están las características de la población, si se trata de zonas rurales o urbanas, nivel de vida, clima y época del año.

En cuanto a los componentes de los RSU, se pueden distinguir:

- Inertes: metales, vidrio, restos de reparaciones domiciliarias, tierra, escorias, cenizas.
- Fermentables: residuos orgánicos putrescibles.
- Combustibles: papel, cartón, plásticos, madera, gomas, cueros, textiles, etc.

La gestión de los RSU trata de eliminarlos del entorno del lugar de origen y de recuperar sus materias primas o la energía que contienen. Los sistemas de tratamiento usuales son:

- Vertido controlado en lugares específicos, compactados y cubiertos (rellenos sanitarios).
- Reciclado, separando los elementos reutilizables, como, vidrios, metales, etc.
- Compostaje, aprovechando la materia orgánica para obtener abonos.
- Incineración, valorizando los RSU como combustibles para obtener calor y energía eléctrica.



El principal problema causado por los residuos sólidos incorrectamente gestionados es el riesgo para la salud, puesto que el deterioro del suelo, puede provocar la contaminación de las aguas subterráneas y superficiales. Aunque estos residuos representan una pequeña parte del volumen total de la biomasa residual, hay varias razones por las que estos desechos son la fuente de biomasa residual más aprovechable:

- Es un material que cuenta con servicio de recolección organizado.
- Es imprescindible recogerlos y eliminarlos, por lo que resulta interesante valorizarlos.
- Además de biomasa, los RSU contienen materiales reciclables.

II.2.2. Aguas residuales urbanas y lodos de depuradora

Se denominan “aguas residuales urbanas” (ARU), a los líquidos procedentes de la actividad humana constituidos en su mayor parte por agua. Éstas contienen materia inorgánica, como sales, arenas, etc. y orgánica, y su fracción sólida presenta una apreciable cantidad de biomasa residual.

Dos de los parámetros característicos del agua residual urbana son la Demanda Biológica de Oxígeno, DBO_5 , y los Sólidos en Suspensión, SS. El primero de ellos de idea de la cantidad de oxígeno necesaria para degradar en 5 días la materia orgánica presente. Ese oxígeno disuelto en el agua al consumirse tiene consecuencias importantes para la fauna y flora acuática. Los SS representan la cantidad de materia orgánica presente en el agua residual. Ambos valores junto con el caudal de vertido permiten estimar la calidad de las aguas de una población determinada. La concentración común de la DBO_5 se encuentra de 250 a 300 mg/l y la de los SS en 300 mg/l.



Como se trata de vertidos con bajo contenido en materia orgánica, los procesos aplicables a estas aguas tienen una finalidad depurativa y no de valorización.



Figura 5. Planta de lodos activados en Cd. Acuña, Coahuila.

Sin embargo, en la depuración de las aguas urbanas se obtienen unos lodos con gran concentración de materia orgánica, que al someterlos a digestión anaerobia generan metano, aprovechable para producir calor y/o electricidad. La cantidad de lodo generada es del orden del 1% del agua tratada. Los métodos de eliminación más extendidos son arrojarlos al mar, depositarlos en vertedero de RSU o, tras su desecado, incinerarlos.

II.2.3. Residuos de industrias agroalimentarias

Las aguas residuales procedentes de las industrias agroalimentarias presentan elevados índices de materia orgánica biodegradable, por lo que son aptas para ser tratadas mediante procesos biológicos. Aunque no suelen contener compuestos tóxicos, pueden ocasionar graves problemas medioambientales ya que, debido a su elevada DBO, agotan fácilmente el oxígeno del medio acuático. Además, sus frecuentes sólidos en suspensión enturbian las aguas y dificultan la fauna piscícola.

Las actividades que generan este tipo de residuos son fundamentalmente: industrias procesadoras cárnicas y mataderos (carne, sangre, vísceras, etc.); industrias azucareras, así como las industrias lácteas.



II.2.4. Residuos de la industria de la madera

Estos residuos se originan en la industria de transformación de la madera y papelera. Según su cantidad y localización, sirven como materia prima para otras actividades o como combustibles.

15

Los principales sectores generadores de dichos residuos son:

- Aserraderos, o industrias de primera transformación de la madera. Sus principales residuos son aserrines, recortes, astillas y cortezas.



Figura 6. Aserradero en el Estado de México.

- Fabricación de productos elaborados de la madera. Los residuos más comunes de este sector son: serrines, recortes, polvo de lijado, etc. Son reutilizados como materias primas o como combustible en las propias instalaciones.
- Fabricación de productos de corcho. La fabricación de tapones es el subsector que más residuos genera. Dichos residuos se reutilizan para aglomerados, forros y aislantes. El principal desecho es polvo de corcho, utilizado como combustible in situ.
- Fabricación de pasta de papel. Los principales desechos de la industria papelera son cortezas, serrines y lejías negras o aguas del proceso de producción, que se valorizan en la propia fábrica como combustible.



II.2.5. Residuos forestales

Los residuos generados en los bosques se clasifican en:

- Residuos de tratamientos selvícolas, obtenidos en las operaciones de mantenimiento y limpieza del bosque y del monte, así como de la explotación de la industria maderera en los propios bosques. Estos residuos se componen de leñas, ramas, matorrales, cortezas, aserrines y virutas. Normalmente se utilizan directamente para combustión.
- Residuos de corte de pies maderables, generados en la limpieza forestal y constituyen cerca de la tercera parte del árbol. En muchos países tienen aplicación energética en la actualidad.

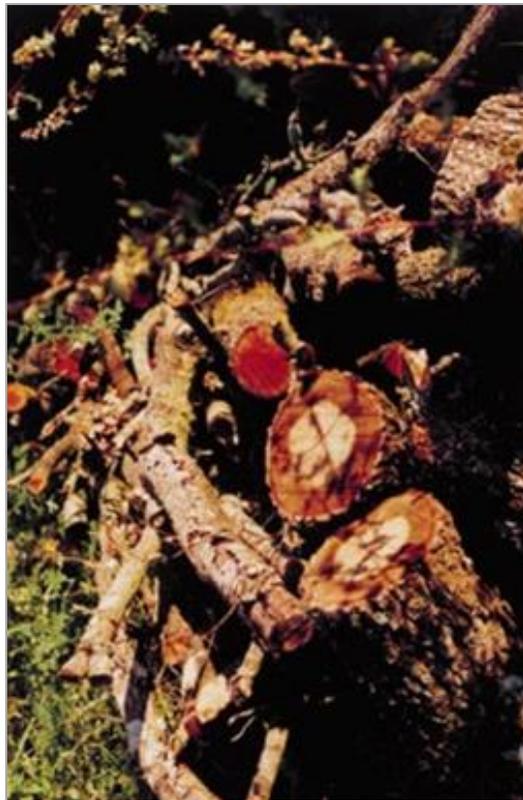


Figura 7. Residuos forestales.



Entre las ventajas de eliminar estos residuos en los bosques pueden citarse:

- Prevenir la propagación de plagas e incendios.
- Favorecer la regeneración natural o reforestación artificial.
- Favorecer el crecimiento del arbolado.
- Facilitar los movimientos en el monte.
- Favorecer el hábitat de la fauna silvestre.
- Mejorar el aspecto estético del monte.
- Aumentar la capacidad de acogida recreativa.

Sin embargo, hay otros inconvenientes, como cambiar la biodiversidad, variar el pH del suelo dificultando la asimilación de nutrientes y afectar a la fauna.

A continuación se resume el poder calorífico superior de algunos residuos forestales.

Tabla 1. Poder calorífico de los residuos forestales.

Residuos forestales	PC (kJ/kg)
PINO	
Agujas y piñas	19,249
Cortezas	18,613
Madera	21,180
Viruta	17,940
Aserrín	17,606
ABEDÚL	
Madera	20,400
ROBLE	
Corteza	20,482
Madera	19,579
HAYA	
Madera	20,400
EUCALIPTO	
Corteza	16,548
Hojas	19,115
Ramas	17,313

Fuente: Biocombustibles. Monografías técnicas de energías renovables, 1997.



II.2.6. Residuos ganaderos

Los residuos ganaderos pueden ser sólidos o líquidos. Los sólidos se denominan estiércol y están formados por mezclas de deyecciones y camas de ganado. Las ganaderías bovinas y ovinas son las principales generadoras de estiércol. Los líquidos incluyen deyecciones y aguas de lavado y se denominan purín, siendo típicos en las explotaciones porcinas y, en menor medida, en las de vacuno. A estos desechos se les realiza una separación sólido-líquido mediante tamices para eliminar arenas, pajas etc. Cuando el contenido en sólidos supera el 12%, los residuos son de tipo pastoso, como en las explotaciones avícolas o bovinas.

Tradicionalmente estos residuos se aplicaban en los suelos agrícolas. Sin embargo, tras la aparición de los fertilizantes comerciales y la separación entre la agricultura y la ganadería, el estiércol ha dejado en gran medida de utilizarse. En los últimos años las explotaciones ganaderas han sufrido una serie de transformaciones tecnológicas. Estas industrias pecuarias alimentan al ganado con piensos compuestos, por lo que no necesitan tierras de cultivo y no utilizan el estiércol. Así, las explotaciones intensivas deben recoger las deyecciones para depurarlas o valorizarlas.



Figura 8. Los residuos ganaderos son un grave problema en los países de pequeña superficie.



La mala gestión de estos residuos puede suponer la transmisión de enfermedades, como la peste porcina, la eutrofización y nitrificación de las aguas. Al ser residuos con alto contenido en humedad, no se pueden utilizar técnicas comunes de combustión, debido a su bajo rendimiento. Sin embargo, se les puede aplicar otros tratamientos.



Figura 9. Separador sólido-líquido de purines porcinos.

Los procesos biológicos para la valorización de los residuos ganaderos son la digestión anaerobia y el compostaje. Con la primera, los residuos líquidos se transforman en biogás, mientras que los estiércoles se pueden emplear para composta.



II.2.7. Residuos agrícolas

Estos residuos se generan como restos de cosechas y se dividen en:

- Podas de cultivos leñosos, de carácter estacional. Se obtienen de viñedos, olivos y árboles frutales. Las partes verdes de estos desechos son aprovechables para alimentación animal, o se dejan secar y se emplean como combustible doméstico. Sin embargo, la mayoría de los residuos se dejan en el campo y se destruyen sin aprovechamiento, quemándolos en el propio terreno. Su tratamiento y valorización son similares a los de los forestales.
- Residuos de cultivos herbáceos, también de carácter estacional. Incluyen las partes no aprovechables, como las pajas de todo tipo de cereales, además de los residuos de cultivos para la industria, como algodón, tabaco, remolacha, etc. Su principal uso es la transformación en combustible, en aquellos países donde está regulada la quema de rastrojos. Estos desechos se deben eliminar del campo para prevenir la propagación de plagas y fuegos, pero hay restos que se queman in situ. En Tabla 2 se muestra el contenido energético de algunos residuos agrícolas:

Tabla 2. Poderes caloríficos de residuos agrícolas.

Residuo	PC (kJ/kg)
Cereales de invierno: trigo, cebada, etc.	16,500
Cereal de verano: maíz, sorgo, etc.	15,120
Podas de cultivos leñosos: restos de poda, ramas, etc.	16,000

Mantener pequeñas cantidades de estos residuos en el campo supone algunas ventajas. Muchos de estos residuos quedan en el suelo en forma de raíces, hojas o frutos que no se pueden aprovechar como fuente energética, aunque sirven para mejorar las propiedades físicas y biológicas del suelo. Otra parte, como la paja de cereal, se emplea para alimentación del ganado.



II.2.8. Excedentes agrícolas

A medida que se tecnifica la agricultura, resultan excesos de producción en algunos cultivos. Entre las formas de aprovechamiento están la combustión directa y la obtención de biocombustibles líquidos, que pueden sustituir parcialmente los carburantes y los combustibles fósiles.

En este sentido, se han realizado diversas experiencias positivas y en algunos países se han introducido incentivos fiscales para la utilización de estos biocombustibles. Concretamente, se han propuesto reducciones en los impuestos asociados a los combustibles. En cuanto a su tratamiento en la recolección, almacenaje, etc., es el mismo que el de los residuos agrícolas ya mencionados.



Figura 10. Cosechadora para la recolección de cereal.



III Generalidades del sector forestal y el aprovechamiento de sus residuos en la producción de bioenergía en México

Este documento es una compilación de información relativa a la situación socio económica del sector forestal en México como el marco de posibles proyectos de aprovechamiento de residuos forestales para la generación de bioenergéticos. Gran parte de la información se presenta en forma de citas y aunque algunos de los documentos consultados no son recientes, se consideran vigentes por dos razones:

1. La problemática del sector se sigue manteniendo desde hace décadas.
2. Aunque en el sexenio pasado se impulsaron programas para la promoción de bioenergéticos, la disminución de los precios del petróleo hicieron que el tema perdiera relevancia y por tanto no se ha avanzado mucho más en el tema.

El contenido abarca en primer lugar los antecedentes de la actividad forestal en el país: tipos de bosques, superficie involucrada y estados principales; el contexto social y económico de los productores forestales; y características de la industria y los productos forestales. En la segunda sección se presentan generalidad de la prospectiva de los bioenergéticos en México, se describen el carbón vegetal y los pellets, y se abordan algunas reflexiones en torno a las barreras para el desarrollo de proyectos de bioenergéticos en el sector.

III.1. Actividad forestal en México

Los bosques, definidos por la FAO, son tierras que se extienden por más de 0.5 ha dotadas de árboles de una altura superior a 5 metros y una cubierta de dosel superior a 10% o de árboles capaces de alcanzar esta altura in situ. No incluye la tierra sometida a un uso predominantemente agrícola o urbano.

México ocupa el doceavo lugar de los países con mayor superficie forestal. Las áreas forestales se pueden clasificar en bosques, selvas y matorrales. Los bosques ocupan 18% del territorio nacional; los más extensos se ubican en los estados de Durango, Chihuahua, Michoacán, Oaxaca y Jalisco y aportan más del 80% de la producción del país para la fabricación de bienes. Las selvas o bosques tropicales ocupan alrededor de 16% de la superficie, encontrándose principalmente en el sur del país, en Campeche, Quintana Roo, Tabasco y Chiapas. Los matorrales son aún más comunes; se encuentran en 30% del territorio nacional y proporcionan recursos no maderables incluyendo fibras, extractos y



frutos. En suma, alrededor del 70% del territorio mexicano es forestal: 139 millones de ha tienen cobertura forestal. La mayor parte de los estados del país cuenta con superficie forestal de bosques y selvas en más del 15% del territorio (Figura 11).

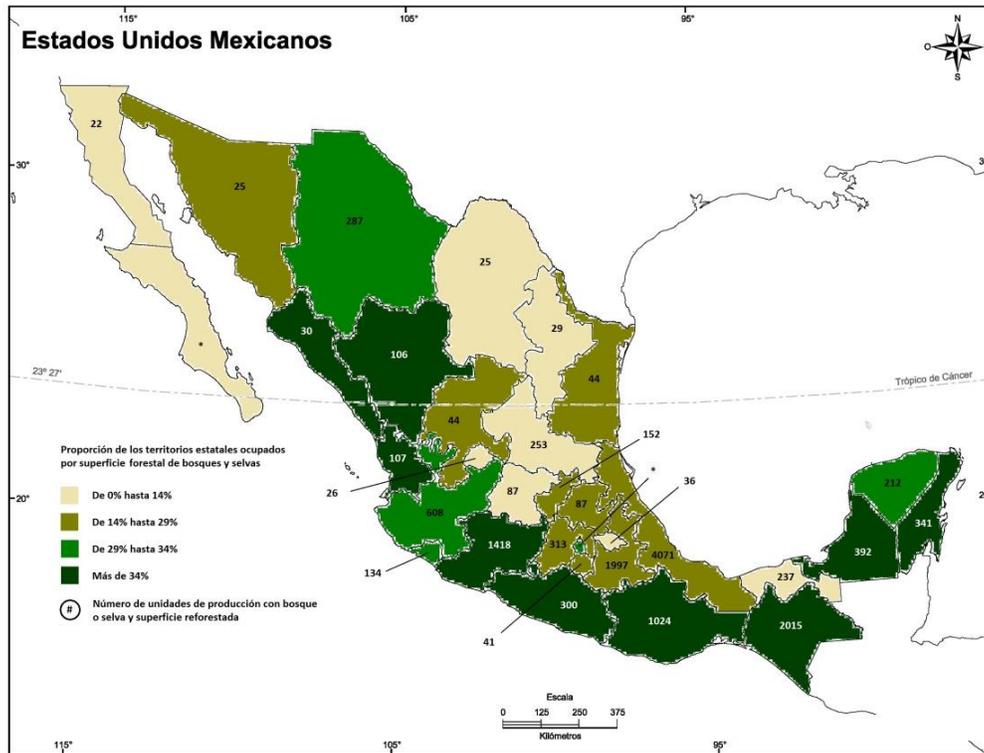


Figura 11. Superficie y unidades de producción forestales por estado.

Fuente: Anuario Estadístico de la Producción Forestal, (SEMARNAT, 2004). Censo Agropecuario 2007, VIII Censo Agrícola, Ganadero y Forestal, (INEGI, 2009).

III.1.1. Contexto socioeconómico

Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable (LGDFS) define el aprovechamiento forestal como la extracción realizada de los recursos forestales del medio en que se encuentren, incluyendo los maderables y los no maderables (DOF, 2003. Art. 7 fr. I). Es notable que aún con una superficie tan extensa de ecosistemas forestales e instrumentos de gobierno que regulan su aprovechamiento, exista una inconsistencia entre la capacidad productiva del sector forestal y su aportación al PIB nacional que fluctúa alrededor de 1%.



El sistema de propiedad de las zonas de aprovechamiento forestal tiene un porcentaje importante de propiedad ejidal, sobre todo en los estados del centro y sur del país. En 2012 existían 15,584 núcleos agrarios con superficies mayores a 200 ha de extensión, en cuyo poder se encuentran alrededor de 62 millones de ha de bosques, selvas y matorrales (el 45% de la superficie total nacional forestal). En el 20% de los ejidos y comunidades que cuentan con terrenos con vegetación forestal, el aprovechamiento forestal representa la actividad central.

La tenencia de la tierra bajo el régimen ejidal define diversas formas de tomar las decisiones. Un estudio del Consejo Civil Mexicano para la Silvicultura Sostenible (CCMSS) indica que la responsabilidad en la toma de decisiones en ejidos forestales corresponde al modelo de organización interna que puede ser comunitario, por grupos o individual; pero también depende del tipo de decisiones, y algunas se toman en organismos comunitarios sin respeto a la estructura organizacional. En la distribución de ganancias la Asamblea o el Comisariado juegan un papel importante, al igual que en el precio de venta de la madera (CMM, 2015).

Las áreas forestales están habitadas por alrededor de 11 millones de personas que presentan los mayores niveles de marginación y pobreza: el porcentaje de viviendas particulares habitadas sin drenaje es casi cuatro veces mayor en las áreas forestales que en todo el país, el 68% de la viviendas en zonas forestales no tienen drenaje, 67% carecen de electricidad y es ahí donde habita el 45% de la población analfabeta. Los temas que enmarcan la problemática del sector, de acuerdo a los sus propios actores clave, son los siguientes:

- Cambio de uso del suelo en forma clandestina
- Pobreza y marginación
- Programas y políticas forestales del gobierno
- Manejo no sustentable
- Producción insuficiente
- Conservación ineficiente
- Valoración y compensación
- Cambio climático



Un aspecto adicional muy relevante es la presencia de asimetría de información en el sector. Las comunidades rurales forestales se pueden ver expuestas al desconocimiento de la situación del mercado de los productos forestales, de modo que terminan ofreciendo sus productos a precios bajos, o cobrando derechos de monte altos. La falta de información sobre los usos y el valor comercial de algunas especies maderables y no maderables provoca que se descarte su aprovechamiento y comercialización.

Otro tema relacionado al contexto general del sector es la falta e integración vertical en la cadena de valor de los productos maderables. Lo atomizado de los centros de producción hace relevante la existencia de centros de acopio, pero la dificultad para establecer consensos al interior de empresas forestales comunitarias en ocasiones suele afectar el establecimiento de contratos y compromisos tanto con otras empresas comunitarias como con otros actores relevantes.

III.1.2. Descripción de la actividad en lo relativo a la explotación y comercialización

III.1.3. Producción maderable

Se ha reportado la existencia de 7.4 millones de ha incorporadas al manejo forestal, con las que se sustenta la producción maderable a nivel nacional. Su producción asciende a alrededor de 6 millones de m³ de madera en rollo frente al consumo aparente de 18 millones, es decir, el 33 por ciento del mercado interno (PFN, 2014).

“El 87% de la producción de madera está representado por maderas de coníferas. Dentro de este grupo, el pino representa el 96% de la producción de maderas de coníferas seguido por el encino (6%), las especies comunes tropicales (4%), y el oyamel (3%). Tal tendencia en estas proporciones ha permanecido prácticamente constante en los últimos diez años y no hay razón para que cambie considerando el potencial de las áreas forestales factibles de abrir a la actividad silvícola. En el trópico la producción de madera está representado por varias especies. Una proporción muy baja (23%) corresponde a maderas preciosas y el resto se divide entre maderas suaves y duras” (Torres, 2004).

La actividad forestal maderable es bastante extensiva. Se utiliza poco equipo o maquinaria para las actividades: motosierras, motogrúa y camiones para el transporte. El transporte se realiza regularmente en camiones que varían entre 10-12 ton, generalmente



de propiedad ejidal o de pequeños propietarios. Para el transporte a largas distancias se usan camiones con capacidad de 35-40 t (Torres, 2004).

Respecto a la industria forestal, en 1998 se estimaron 3,497 instalaciones de procesamiento industrial de madera. El principal giro industrial era el aserrío (59%), seguido de talleres de procesamiento de productos secundarios con 15%, fábricas de cajas (14%), fábricas de chapa y madera contrachapada con 1%, fábricas de tableros de madera (0.5%), plantas de impregnación 0.3%, fábricas de celulosa (0.2%), y otras instalaciones productivas (9). La industria forestal maderable se concentra en los estados de Michoacán (36%), Durango (13%), Chihuahua con (11%), México (6%), y Jalisco (3%) (Torres, 2004).

“El número de aserraderos instalados en México se estima en 1,250. La mayoría son aserraderos pequeños con una producción diaria promedio de menos de 20,000 pt (94 m³r). Los aserraderos se localizan principalmente en los estados con recurso forestal de alta calidad, principalmente en Durango, Chihuahua, Michoacán, Jalisco, Oaxaca y Guerrero” (Torres, 2004).

En las últimas décadas la producción forestal atraviesa un periodo de decrecimiento debido también a los altos costos de transporte y a la falta de infraestructura tecnológica (PNF, 2014). La producción maderable forestal no cubre la demanda nacional (Figura 12).

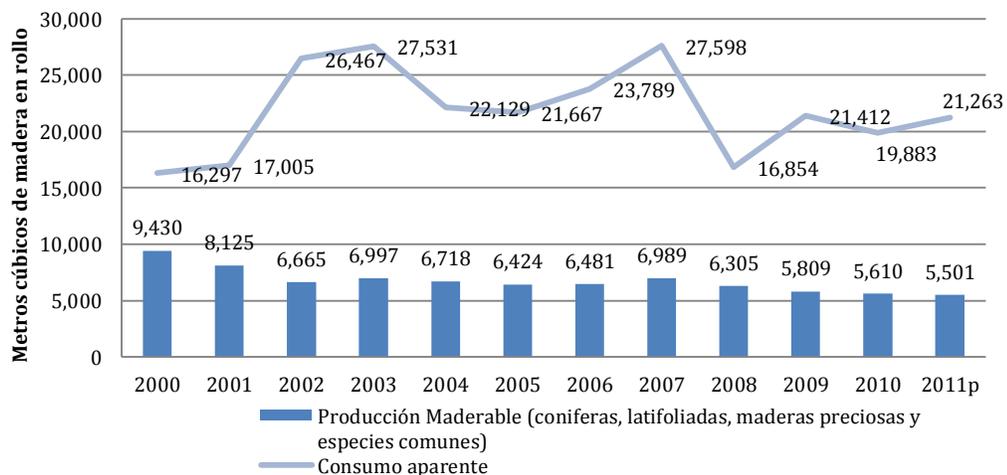


Figura 12. Consumo y producción forestales, 2000-2011.

Fuente: Propuesta de actualización del Programa estratégico Forestal 2025, (PNF, 2013).



“Respecto a los costos de extracción, existe una enorme variación, la cual se atribuye fundamentalmente a los factores siguientes: (i) productividad del sitio, (ii) tipo de propiedad del bosque o selva, (iii) nivel de mecanización de las operaciones de extracción, (iv) nivel de productividad de los cortadores y operarios de la maquinaria (v) condición de bosque o selva, (vi) organización formal para la producción, (vii) cantidad y calidad de caminos forestales, (viii) oferta y calidad de equipo de transporte y (ix) problemas en la contabilidad de los costos” (Torres, 2004).

III.1.4. Plantaciones forestales comerciales

Desde hace casi dos décadas existe un programa gubernamental para impulsar el establecimiento y la producción de plantaciones forestales comerciales que puedan reducir la brecha entre la producción forestal nacional y el consumo aparente. De 242 ha dedicadas a plantaciones de este tipo, 86 mil corresponden a plantaciones de especies no maderables como la candelilla, la lechuguilla, el hule y la palma camedor. El principal problema para el despegue de esta actividad, de acuerdo a inversionistas, son las limitaciones que impone la ley agraria al tamaño de la propiedad privada, lo que dificulta la integración de proyectos de plantaciones de gran escala. Asimismo se citan: falta de disposición para financiar proyectos iniciales; falta de existencia de productos financieros acorde a las necesidades de los proyectos forestales; la falta de apertura de la banca privada para invertir en proyectos de largo plazo y la inexistencia de mecanismos de coparticipación entre las instituciones públicas y privadas (PFN, 2014).

III.1.5. Industria forestal

La industria de la madera contribuye con 27% en el PIB del sector forestal, mientras la industria del papel contribuye con el 53% (PFN, 2014).

“La transformación de las materias primas forestales se enfrenta a la baja disponibilidad de la oferta de madera nacional, baja competitividad e ineficiente transformación industrial. Se estima que en promedio las trozas se transportan de 200-250 km desde el bosque hasta el centro de industrialización por caminos de bajo estándar, lo cual origina altos costos de transporte”. Por otro lado, “el problema del desconocimiento de las propiedades físicas y mecánicas de varias especies forestales y la deficiente promoción de nuevas especies y productos, dan como resultado un uso selectivo del recurso forestal.



Ello origina no solo un aumento en los costos de extracción y transporte debido a los volúmenes tan pequeños que se extraen o se transportan, sino también una limitada capacidad para competir en un mercado que exige volúmenes constantes y calidad homogénea, sin olvidar el notable cambio en la diversidad de los ecosistemas forestales” (Torres, 2004).

Las entidades con mayor número de empresas dentro de las industrias maderera y mueblera son México, el Distrito Federal y Jalisco. En estas entidades la proporción de empresas micro y pequeñas es de 94.33%, mientras que el porcentaje de medianas es de 3.9% y 1.5% el de grandes, la mayoría de las cuales ofrecen empleo a más de la tercera parte del total de los trabajadores (Torres, 2004).

La industria forestal presenta una limitada cobertura de la demanda nacional y el esfuerzo de inversión pública en el sector no se ha visto acompañado por la inversión privada, lo cual en el caso de los propietarios sociales está relacionado con limitadas capacidades económicas, financieras y organizativas. En el caso de los actores con mayores recursos se presenta una contradicción entre la rentabilidad aparentemente alta que ofrecen las inversiones forestales y la renuencia a realizar inversiones fijas o de largo plazo de maduración (PFN, 2014).

III.1.6. Producción no maderable y dendroenergía

La variedad de productos forestales no maderables superan el millar, pero entre los más comercializados se cuentan la resina de pino, el látex, la lechuguilla, la palmilla, el orégano y la candelilla. El principal problema de estos productos es la informalidad e irregularidad de su comercialización; además, su distribución natural dificulta el aprovechamiento intensivo. La mayoría de estos productos se obtienen de la recolección y generan beneficios lo mismo precarios que estacionales.

Por su parte, otros productos relacionados con la bioenergía y comunes en el sector son el carbón vegetal y la leña. La leña representa la principal fuente de energía en las áreas rurales del país y anualmente se utiliza un total aproximado de 18 millones de toneladas (ms) que se aprovechan como combustible (PFN, 2014).

“El consumo doméstico en las áreas rurales para cocinar, calentar agua, y obtener calefacción es de 2 kg/habitante/día para las personas que no usan gas LP y 1.5 para las personas que combinan leña y gas LP. Con base en la información anterior, se estima



que el consumo total de leña combustible hubiera alcanzado en 1994 la cantidad de aproximadamente 29 millones de toneladas, equivalentes a más de 40 millones de m³ sólidos de madera”. Por su parte “se requieren aproximadamente 6 kilogramos de leña para producir 1 kilogramo de carbón. El consumo total de energía en los poblados rurales de México, equivalente a kilogramos de carbón, es de 2,260 kg/año”. Un hecho relevante es que se ha estimado que México aprovecha con fines comerciales apenas entre 15 y 22% del potencial de corta anual producido por los bosques y selvas del país con una tendencia de extracción a la baja; sin embargo varias estimaciones muestran que el aprovechamiento de leña combustible alcanza y en algunos periodos rebasa el potencial productivo nacional (Torres, 2004).

“El desarrollo de la industria de los Bioenergéticos podría ampliar el acceso a los sistemas de energía, crear fuentes de trabajo y aumentar el ingreso en zonas rurales de nuestro país. Este es un punto que requiere especial consideración ya que el desarrollo sustentable de las zonas rurales y, en especial, de zonas remotas o marginadas, es una prioridad de la nación. Las zonas donde no existe un alto potencial para la producción de alimentos pueden ser aptas para el desarrollo de especies útiles como insumos para la producción de Bioenergéticos. La visión debe estar basada en la implementación gradual de los sistemas de bioenergía, el desarrollo de tecnologías de punta, la creación de oportunidades laborales de alta calidad, el fortalecimiento de la seguridad energética y alimentaría, así como la sensibilización de nuestra sociedad a los temas ambientales” (Gobierno Federal, 2009).

III.2. Política pública y prospectiva del uso de biomasa en México

Con un estimado de 14,000 MW de capacidad instalada alrededor del mundo, la biomasa es la mayor fuente de potencia para generación de energía eléctrica con energías renovables, después de la hidroeléctrica. Estados Unidos de América es el más grande generador de potencia a través de biomasa con 7,000 MW instalados. Las expectativas de crecimiento de la generación con biomasa alrededor del mundo son de más de 30,000 MW para el año 2020. China y la India son considerados candidatos para instalar sistemas con biomasa de manera masiva. Las estimaciones muestran que para el 2015 China deberá tener entre 3,500 y 4,100 MW instalados, y la India entre 1,400 y 1,700 MW. Esto representa un crecimiento acelerado de sus niveles actuales de capacidad instalada de 154 y 59 MW respectivamente.



Otros países que muestran un promisorio crecimiento por la variedad de sus sistemas de biomasa son Brasil, Malasia, Filipinas, Indonesia, Australia, Canadá, Inglaterra, Alemania y Francia.

En el 2006 se estimó que la biomasa representaba el 8% del consumo de energía primaria en México, siendo los principales bioenergéticos empleados el bagazo de caña y la leña. Asimismo, el potencial técnico de la bioenergía se estimada entre 2,635 y 3,771 PJ, siendo su uso 10 veces menor. De este potencial, un 40% proviene de los combustibles de madera, 26% de los agro-combustibles y 0.6% de subproductos de origen municipal. Se estimaban 73 millones de toneladas de residuos agrícolas y forestales con potencial energético (Torres y Gómez, 2006).

Del potencial estimado, entre 27 y 54% proviene de los combustibles de madera, 26% de los agro-combustibles y 0.6% de los subproductos de origen municipal. Se estiman además 73 millones de toneladas de residuos agrícolas y forestales con potencial energético, y aprovechando los residuos sólidos municipales de las 10 principales ciudades para la generación de electricidad a partir de su transformación térmica, se podría instalar una capacidad de 803 MW y generar 4,507 MWh/año.

En lo relativo al marco jurídico que resulta aplicable a la producción de energía a partir de biomasa, encontramos las disposiciones legales contenidas en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable, y la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, con sus respectivos reglamentos, así como algunas Normas Oficiales Mexicanas en materia de residuos sólidos urbanos. Por otra parte, son aplicables las normas contenidas en la Ley de Desarrollo Rural Sustentable (Anexo 2. Marco Jurídico).

Por otro lado se estima que las comunidades rurales aisladas del país, satisfacen la mayor parte de sus necesidades energéticas con biomasa, principalmente con leña la cual provee cerca del 75% de la energía de los hogares.

El proyecto de Bioenergía de la empresa Sistemas de Energía Internacional S.A. de C.V., en Monterrey, N.L., es el primero en el país que aprovecha el biogás liberado por un relleno sanitario para entregar energía eléctrica a la red, con una capacidad de 12.7 MW.



El proyecto está registrado en la junta ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio de las Naciones Unidas. Se estima que el proyecto reducirá 1.6 millones de toneladas equivalentes de bióxido de carbono.

Se pronostica que en los próximos años se siga incrementando la producción de bioenergéticos ya que ésta se ha postulado como parte de las estrategias para:

- Disminuir la dependencia por el petróleo (seguridad energética),
- Reducir las emisiones de GEI (mitigar el cambio climático), y
- Promover el desarrollo agrícola

Al 2030 un escenario prospectivo para México señala que la biomasa suponga el 7% de la oferta de energía primaria nacional (el 100% es 13,314 PJ), y el 3% de la generación de electricidad (el 100% es 556 TWh) (Torres y Gómez, 2006).

En el caso de México, en 2008 se expidió la Ley de Promoción y Desarrollo de Bioenergéticos (LPDB), cuya finalidad es coadyuvar a la diversificación energética y el desarrollo sustentable. Esta ley establece las bases para promover la producción de materias primas para los biocombustibles, así como para desarrollar la producción, comercialización y uso eficiente de los mismos.

III.2.1. Acciones específicas

Las acciones específicas para el desarrollo de la biomasa deben encaminarse a integrarla como una oferta energética importante, tanto en su aprovechamiento directo como combustible, así como para la generación eléctrica. La biomasa representa una actividad que puede coadyuvar al desarrollo rural del país, integrando criterios de sustentabilidad y desarrollo que la consoliden como una verdadera fuente alternativa de energía, dado el potencial de México ante su privilegiada ubicación geográfica.

Dichas acciones específicas son las siguientes:

1. Evaluar ampliamente en todo el territorio nacional el potencial energético para el aprovechamiento de biomasa;
2. Establecer los criterios de sustentabilidad y recomendaciones que permitan su aprovechamiento sin afectar los ecosistemas;



3. Impulsar el desarrollo de técnicas y tecnologías que permitan ampliar la participación de la biomasa en el Balance Energético Nacional, a través de la elaboración de un censo de los diferentes insumos existentes y su posible desarrollo;
4. Analizar la integración de la generación distribuida con energía de biomasa dentro de los programas de expansión del sector eléctrico, para sistemas remotos y para sistemas híbridos, y
5. Realizar talleres regionales para el análisis de los aspectos relevantes para el diseño, licitación, financiamiento, construcción y operación de los sistemas para el aprovechamiento de la biomasa.

Un ejemplo muy claro de aprovechamiento de biomasa puede encontrarse en el procesamiento industrial de la caña de azúcar requiere de energía térmica para los procesos de calentamiento y concentración, energía mecánica para las moliendas y demás sistemas de accionamiento directo (como bombas y ventiladores de gran tamaño) y energía eléctrica para usos diversos, tales como bombeos, sistemas de control e iluminación.

Para poder cumplir con esta demanda energética, en las plantas de azúcar y de etanol se realiza la producción simultánea de estos diferentes tipos de energía, todas extraídas del mismo combustible, el bagazo de caña. Esta tecnología es denominada cogeneración y aprovecha el calor liberado por la combustión de dicho bagazo, produciendo vapor de alta presión que puede generar electricidad y energía mecánica y, adicionalmente, vapor residual a baja presión, el cual sirve para usos térmicos.

De la experiencia brasileña se estima que en condiciones normales se requieren cerca de 0.016 MWh por tonelada de caña para la preparación y molienda, y cerca de 0.012 MWh por tonelada de caña adicionales en servicios de energía eléctrica, lo que significa que plantas con capacidad de generación superior a 0.028 MWh, por cada tonelada de caña tendrán excedentes de energía que pudiesen ser comercializados en el Sistema Eléctrico Nacional.

Durante el actual gobierno se han impulsado proyectos y estrategias fundamentadas en el cuidado y mejor aprovechamiento de los recursos naturales, que permiten reincorporar el bagazo de caña a la cadena productiva. De esta forma, dentro del esquema de cogeneración, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha otorgado permisos para



instalar plantas de generación eléctrica a partir de biomasa y biogás, algunos ejemplos se enlistan en la siguiente tabla:

Tabla 3. Algunos de los permisos otorgados por la CRE dentro del esquema de cogeneración.

PERMISIONARIO	CAPACIDAD AUTORIZADA (MW)	UBICACIÓN DE LA PLANTA	TECNOLOGÍA
Ingenio Plan de San Luis	9.0	San Luis Potosí	Combustóleo y bagazo de caña
Ingenio Presidente Benito Juárez	9.0	Tabasco	Combustóleo y bagazo de caña
Compañía Industrial Azucarera San pedro	10.0	Veracruz	Combustóleo y bagazo de caña
Ingenio Emiliano Zapata	8.6	Morelos	Combustóleo y bagazo de caña
Ingenio San Miguelito	5.2	Veracruz	Combustóleo y bagazo de caña
Impulsora de la Cuenca del Papaloapan	24.2	Veracruz	Combustóleo y bagazo de caña
Ingenio Lázaro Cárdenas	5.5	Michoacán	Combustóleo y bagazo de caña
Azuremex	2.5	Tabasco	Combustóleo y bagazo de caña
Ingenio de Puga	18.5	Nayarit	Combustóleo y bagazo de caña
Ingenio Tala	12.0	Jalisco	Combustóleo y bagazo de caña
Ingenio San Francisco Ameca	4.5	Jalisco	Combustóleo y bagazo de caña
Ingenio el Molino	10.0	Nayarit	Combustóleo y bagazo de caña
Ingenio Tamazula	10.5	Jalisco	Combustóleo y bagazo de caña
Prozucar	10.5	Sinaloa	Combustóleo y bagazo de caña
Ingenio Alianza Popular	6.4	San Luis Potosí	Combustóleo y bagazo de caña
Ingenio El Higo	12.0	Veracruz	Bagazo de caña
Ingenio Melchor Ocampo	6.1	Jalisco	Bagazo de caña

Fuente: CRE, 2015



III.2.2. Retos

Aprovechar el contenido energético de la biomasa para la generación de calor o electricidad es una actividad indispensable que permitirá estimar los retos en materia de investigación y desarrollo tecnológico, para el aprovechamiento y desarrollo de las fuentes de energía renovable. Asimismo, la integración de las fuentes de energía renovable a los sistemas eléctricos convencionales constituye un desafío tecnológico en aspectos de control y administración.

La diversificación de las fuentes de energía primaria, representa una oportunidad para el fortalecimiento de la seguridad energética de la nación. Sin embargo, para su implementación, se debe buscar el balance de los costos y efectos que pueden tener sobre las empresas del sector energía y los efectos en el consumidor final.

Los elementos clave sobre seguridad energética que se deben considerar en el establecimiento de un contexto para el desarrollo de la industria renovable nacional incluyen:

- Viabilidad para la incorporación dentro del Sistema Eléctrico Nacional;
- Diferentes escenarios para la participación de la generación con biomasa en el sistema eléctrico nacional de acuerdo a sus posibles evoluciones;
- Evolución de las opciones tecnológicas dentro de los escenarios de producción;
- Conocimiento, experiencia y capacidades disponibles a nivel local, regional y nacional;
- Implicaciones de la eficiencia energética en la producción, transformación y generación de energía con biomasa;
- Costos y precios de la logística de producción, generación y comercialización de la energía de la biomasa, y
- Evaluación de las diferentes tecnologías para el tratamiento de basura y residuos, a efecto de determinar si se pueden considerar como fuentes de energía renovables.



III.2.3. Bioenergéticos procesados en el sector forestal

Carbón vegetal

“En México el carbón vegetal es un producto de origen rural que se comercializa en los centros urbanos. El uso rural del carbón es casi inexistente. A nivel nacional se estima un consumo anual de 650,000 t, equivalentes a casi 3.2 Mt de leña, colocando al carbón como el segundo producto forestal maderable, sólo después de la leña. Este biocombustible se produce con madera proveniente de varias fuentes, incluyendo leña de cambios de uso del suelo, del manejo de la regeneración de árboles como el encino y otros en bosques naturales, y de plantaciones forestales. Alrededor del 20% del peso original de la madera se convierte en carbón vegetal, mientras que el resto de la masa es liberada en forma de vapor y gases. Así el carbón vegetal tiene alrededor del doble del contenido energético y sólo una cuarta parte del peso de la madera original, lo que hace más fácil su transportación y almacenaje. Su producción se realiza en hornos tradicionales de tierra, que tienen eficiencia del 12 al 20% del peso seco de la leña en la transformación de ésta a carbón” (Ortega, 2013).

Pellets

“Los pellets se fabrican de residuos procedentes de limpiezas forestales e industrias madereras. Los residuos son triturados y convertidos a virutas, que una vez secados son prensados en forma de pequeños cilindros. El pellet se utiliza como combustible para generar energía en forma de calor. Su contenido energético es de alrededor de 18 MJ/kg. El consumo energético de su producción está en el rango de 900 a 1620 MJ/t, que es más o menos del 5 al 9% de la energía que entregan los pellets (Riegelhaupt 2011). Los parámetros de calidad más importantes en la producción de pellets combustibles son la densidad aparente (definida principalmente por el contenido de humedad y la pureza (Samuelsson, y otros 2012). En México esta industria está comenzando a desarrollarse, pero la producción de este biocombustible a nivel mundial creció casi 10 veces, de 1.6 a 15 Mt, en diez años. Actualmente los productores principales de estos biocombustibles son Estado Unidos, Canadá, Alemania, Suecia y Rusia (Lamers, y otros 2012)” (Ortega, 2013).



III.2.4. Principios para el desarrollo de proyectos de bioenergía

El desarrollo de proyectos para la producción de bioenergéticos se enfrenta a retos importantes, no solamente técnicos y económicos sino sociales también. Hay mucho potencial para desarrollar la industria, pero se tienen que considerar aspectos de desarrollo sustentable de manera que a la vez que se generen beneficios económicos locales se atienda a los retos globales: población creciente, seguridad alimentaria, cambio climático, y disponibilidad de materiales y energía. En este sentido se ha recomendado que el desarrollo de proyectos de bioenergéticos atienda a las siguientes nociones o lineamientos generales (Bos-Brouwers y otros, 2012):

1. Atender a la pirámide de valor, donde se da prioridad primero a la producción de alimentos, luego a lo relacionado a la alimentación, posteriormente a materiales funcionales y sólo después a los combustibles.
2. Aplicación de la pirámide de priorización en los procesos de producción en cascada.
3. El concepto de biorrefinería como la tecnología prioritaria para incrementar la aplicabilidad de la biomasa como recurso.
4. Evitar el transporte innecesario.
5. Evitar externalidades negativas y cuellos de botella en instrumentos legales y financieros.
6. Establecer nuevas asociaciones entre los sectores industria, gobierno y academia.
7. Estimular la iniciativa empresarial de pequeña escala



III.3. Los residuos forestales y su uso como biomasa en los sistemas de calentamiento directo

III.3.1. Proceso de producción de pellets

Los materiales para la producción de bioenergía pueden provenir de cualquier rama de la industria forestal (Figura 13).

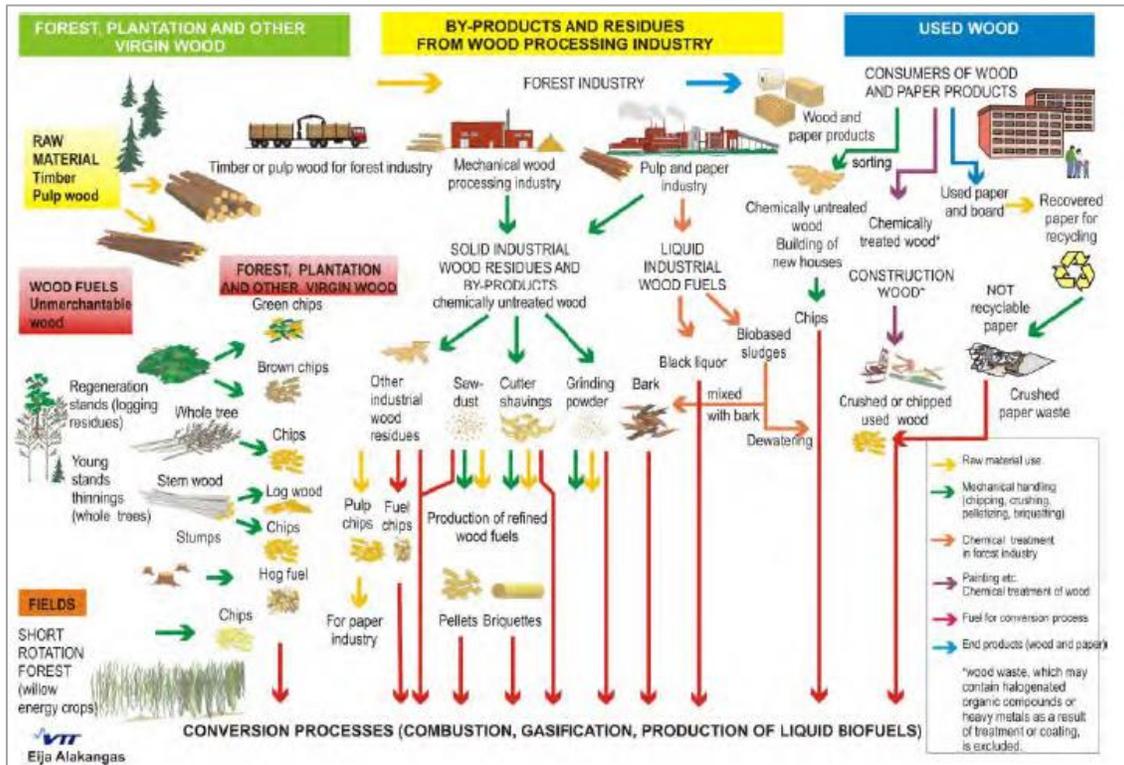


Figura 13. Clasificación de la biomasa forestal.

Fuente: Norden, 2012.

El proceso de producción de pellets es dependiente del tipo de la materia prima que se procesa y la ubicación del molino. Puede ser un molino independiente o integrado con, por ejemplo, una planta de producción de aserradero o energía. En general, los principales pasos de la producción en la producción de pellets consisten en: trituración, secado, pelletización, enfriamiento y tamizado, y embalaje.

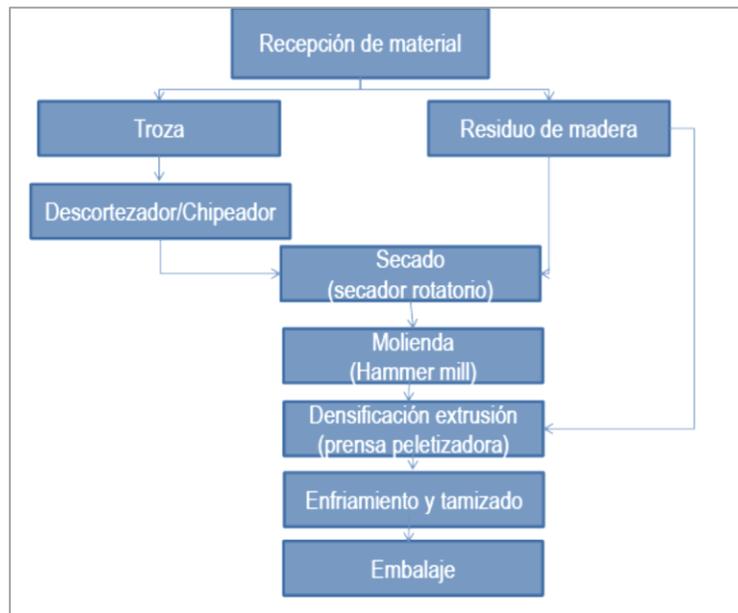


Figura 14. Proceso de producción de pellets.

En Chile por ejemplo, donde el mercado del pellet se está abriendo camino, el material comercializado cumple con las características como: PCI 4285 kcal/kg, humedad 6-7%, cenizas < 1% y densidad 650 kg/m³ estéreo (Segura, 2013).

III.3.2. Proyectos propuestos en México

“La utilización de la biomasa para la producción de energía se está expandiendo a un ritmo acelerado a nivel mundial y el potencial de este crecimiento existe en nuestro país, al mismo tiempo que involucra a nuevos actores y sistemas de financiamiento basados en el sector energía. Los aspectos clave a considerar para establecer un marco político para Bioenergéticos son:

- Propiciar la organización de los pequeños productores para que alcancen economías de escala.
- Respeto a los derechos y necesidades del uso de tierra y agua.
- Fomentar la participación de todos los involucrados y posibles afectados, en caso de ser necesario plantear una reconversión productiva del uso del suelo de una región, siempre y cuando no sea para expandir la frontera agrícola.
- Revisión de las políticas sobre el uso de la tierra y el uso del agua, ante la posibilidad de un crecimiento acelerado de la bioenergía” (Gobierno federal, 2009).



Desde hace más de diez años se han comenzado a plantear ideas de proyectos para el mejor aprovechamiento de los recursos forestales, específicamente de los residuos o subproductos del aprovechamiento maderable, en el marco de acciones de mitigación del cambio climático. Se pueden citar importantes esfuerzos de diagnóstico del sector por parte de la Red Mexicana de Bioenergía (Rembio) y de la propia CONAFOR. Sin embargo, el tema está comenzando a permear hasta organizaciones financieras, como Fideicomisos Instituidos en Relación a la Agricultura (FIRA). Durante 2014 FIRA incluyó acciones de aprovechamiento de residuos forestales para la generación de energía como parte de su propuesta de NAMA de la energía para el sector primario:

“La NAMA de energía agrupa todas las actividades identificadas y propuestas relacionadas con el uso de energía en los sectores de atención de FIRA (...) En el sector forestal se propone la generación de energía a partir de residuos de biomasa forestal” (Mgm Innova, 2014):

Destaca que el nivel de conveniencia de la medida forestal fue calificado entre los más altos por los funcionarios de FIRA (nivel 6 de 4.5 como promedio y 7 como el nivel más alto). En cuanto a las barreras que estos mismos actores identificaron para la implementación de la medida se mencionan:

“En relación a las barreras financieras destaca la posible falta de garantías por parte de los productores o candidatos al crédito para acceder al financiamiento. En este sentido la **inseguridad en la tenencia de tierra** de productores ejidatarios conduce a que tengan limitado acceso a créditos de FIRA. En las barreras de tipo social resalta la **forma de trabajo arraigada de los productores**, considerando desde las técnicas de producción hasta la cultura organizacional **falta cumplimiento de la normativa o acuerdos por parte de los productores**. En cuanto a las barreras institucionales se identifican la **falta de esquemas financieros y de dispersión de riesgo más adecuados**. Y finalmente en las barreras tecnológicas comúnmente se hace referencia a la **falta de capacitación**” (Mgm Innova, 2014).



En el caso específico del aprovechamiento de los residuos forestales también se mencionan:

- Desconocimiento de la pelletización y del uso de calderas de biomasa
- El mercado además es todavía inexistente.
- El acopio y/o transporte de los materiales enfrenta algunas barreras
- Incertidumbre en la disponibilidad constante de residuos.
- Riesgo a partir de la sobre explotación del recurso.

“(…) las actividades relacionadas con la valorización de biomasa residual (producción de composta a partir de excretas pecuarias y residuos agrícolas, y la valorización de residuos pesqueros y forestales en la generación de energía) se enfrentan a la incertidumbre del éxito de la innovación y a **posibles plazos largos de recuperación de la inversión**. En términos de mercado, estas actividades tendrían que competir con grandes compañías de productos convencionales (industria de los fertilizantes químicos y los combustibles convencionales) en costos y volúmenes, en mercados imperfectos. Por otro lado aunque la tecnología requerida por estas actividades es ampliamente conocida y aplicada en otros países, México no las ha implementado a gran escala y se carece de capacitación al respecto. En cuanto a barreras logísticas de la valorización de la biomasa se pueden citar el transporte y la dificultad para garantizar el suministro de la materia prima (Bos-Brouwers H. et al., 2012)”.

“En el marco del componente de Bioenergía y Fuentes Alternativas de la SAGARPA, el aprovechamiento de los residuos forestales podría promoverse en madererías y aserraderos promoviendo la pelletización como una vía de valorización de los residuos finos.

Asimismo, sería conveniente desarrollar proyectos piloto que impliquen el aprovechamiento de la energía generada por los pellets en aplicaciones de la misma comunidad o comunidades cercanas a la zona de producción, con la finalidad de disminuir las emisiones de GEI derivadas del transporte” (Mgm Innova, 2014).



En lo que se refiere a elevar el capital social del sector forestal en México, se ha detectado que la asistencia técnica presenta grandes oportunidades en los siguientes temas:

- Integrar propuestas viables y alineadas a los intereses de los productores
- Dar acompañamiento técnico a los proyectos y brindar una verificación y reporte de avances y finiquitos de los mismos
- Integrar propuestas de desarrollo rural con apoyos de diferentes instancias gubernamentales
- Implementar y desarrollar modelos de intervención con perspectiva de género, intergeneracional y de atención a población indígena



IV Combustión de la biomasa

La quema de biomasa puede definirse como la combustión abierta o semi-abierta de cualquier combustible vegetal u orgánico no fosilizado. Como ejemplos podemos mencionar desde los incendios forestales en bosques y sabanas, la quema de residuos agrícolas hasta la quema de biocombustibles (quema de leña, carbón, estiércol, fabricación de ladrillos, etc.). Los incendios en sabanas, el uso doméstico e industrial de biocombustibles, los incendios en bosques tropicales, en bosques boreales y la quema de residuos (en ese orden) son consideradas como los procesos en donde se registran los mayores consumos de biomasa. Adicionalmente, la quema de biomasa es la mayor fuente de partículas carbonáceas finas y la segunda fuente de gases traza hacia la atmósfera. (Bond, et al., 2004); (Andreae & Merlet, 2001); (Forster, et al., 2007); (Guenther, et al., 2006). Estas partículas tienen grandes efectos directos e indirectos en el clima (Hobbs, et al., 1997); (Rosenfeld, 1999).



Figura 15. Ejemplos de fuentes de quema de biomasa.

Por su parte, los gases traza emitidos durante la quema de biomasa también tienen una influencia significativa en la atmósfera, que incluye una importante contribución global a la formación de ozono troposférico (O_3) (Sudo & Akimoto, 2007). Del mismo modo, estos gases pueden contribuir a la formación de partículas secundarias (Reid, et al., 1998); (Alvarado & Prinn, 2009); (Yokelson, et al., 2009).

Entre los primeros estudios que resaltaban la importancia de los efectos de la quema de biomasa a nivel global fueron los trabajos de Crutzen (Crutzen, et al., 1979); (Crutzen & Andreae, 2009).



Una de las prácticas más difundidas de quema de biomasa es la combustión residencial de leña, la cual ha sido identificada como una importante fuente de contaminación del aire tanto en áreas urbanas como rurales a nivel mundial (Puxbaum, et al., 2007); (Gelencsér, et al., 2008); (Schmidl, et al., 2008); (Bari, et al., 2009); (Caseiro, et al., 2009); (Piazzalunga, et al., 2011). Además de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), la emisión de partículas de diámetros aerodinámicos de 10 a 2.5 μm (PM_{10} y $\text{PM}_{2.5}$) provenientes de la combustión de este tipo de biomasa merece especial atención. Estas partículas están formadas por una mezcla compleja de compuestos orgánicos, que recibe normalmente el nombre de carbono orgánico (OC por sus siglas en inglés) y por una masa de átomos de carbono (de color negro) con una estructura similar a la del grafito, la cual se denomina carbono elemental (EC por sus siglas en inglés). El EC tiene propiedades ópticas y de catálisis química, las cuales provocan reducción de la visibilidad, forzamiento radiativo positivo e impactos en la fotoquímica atmosférica (Chuang, et al., 2003); (Li, et al., 2005). Por su parte, el OC presenta propiedades de dispersión de la luz y, ya que una fracción importante es soluble en agua, participa en diversas interacciones entre nubes y aerosoles (Bates, et al., 2005). Se tiene conocimiento de que muchos de los constituyentes del OC pueden ser carcinogénicos, como por ejemplo los hidrocarburos policíclicos aromáticos (HPA), entre los cuales se incluye el benzo[a]pireno (BaP) (Bølling, et al., 2009).

En Europa se han llevado a cabo diversos estudios referentes a la quema de biomasa. En Portugal en 2010, se levantaron encuestas sobre las prácticas de combustión residencial de leña en 18 distritos (Gonçalves, et al., 2012). Estos estudios permitieron estimar un consumo doméstico anual de leña de aproximadamente 2 millones de toneladas. La leña es usada como combustible por más de 3.5 millones de habitantes, lo que representa casi el 37% de la población del país. Las emisiones de $\text{PM}_{2.5}$ provenientes de la quema residencial de leña (casi 11 mil toneladas al año) contribuyen con aproximadamente el 30% del total de las emisiones de este contaminante.

En Italia (Pastorello, et al., 2011), realizaron un estudio similar en la región de Lombardía con la finalidad de obtener información útil para el desarrollo de inventarios de alta calidad a nivel local y regional que sirvieran de insumo para modelación y planeación. Las encuestas aplicadas revelaron que los leños de madera eran el combustible típico principal, utilizado principalmente para calefacción residencial y casi nunca para cocinar.



Entre los sistemas empleados para calentamiento, los sistemas tradicionales (chimeneas abiertas y estufas) representan el 61% de los sistemas presentes en la región; el 27% son chimeneas cerradas y el restante 12 % son dispositivos más innovadores o estufas automáticas. Se ha estimado que en Lombardía, el impacto de las emisiones de PM₁₀ contribuye desde el 5 hasta el 25% del total.



Figura 16. Uso de pellets para calefacción.

Economía y uso de la biomasa

Usualmente, la contaminación del aire no es la primera consecuencia en la que se piensa cuando se habla de crisis económica, sin embargo, estudios recientes realizados en Grecia, señalan que a medida que los precios de combustibles fósiles para calefacción aumentan, los habitantes cambian hacia materiales combustibles más baratos, como la leña, lo cual tiene efectos en el aire ambiente y sobre todo en la salud pública. Un estudio reciente ha demostrado un incremento del 30% en las emisiones de PM_{2.5} asociadas a la quema residencial de leña entre 2012 y 2013 (Saffari, et al., 2013). También, las concentraciones de vanadio y níquel, que provienen de la quema de combustibles fósiles, fueron entre 30 y 40% menores en 2013 a las registradas en 2012.



A pesar de que este tipo de estudios no se han replicado en toda la región de la Unión Europea, algunas estadísticas de ventas de leña señalan que la gente la está utilizando cada vez en mayor medida. Aún más, durante los últimos años ha habido una proliferación de dispositivos para la quema residencial de leña. Los procesos de certificación aún se discuten pero en la mayoría de los países aún no existen las regulaciones pertinentes. En España, el Ministerio de Energía promueve la implementación de calentadores que emplean biomasa, como pellets, huesos de aceituna y cáscaras de almendra para generar energía térmica.

La generación de energía (térmica y eléctrica) a partir de biomasa se ha vuelto una de las tecnologías de energías renovables más populares durante los últimos años, ya que ha demostrado traer consigo beneficios en la mitigación de GEI. Sin embargo, a nivel industrial ha provocado el aumento de emisiones de otros contaminantes atmosféricos como el monóxido de carbono (CO) y las partículas. El entendimiento de los procesos de emisión de contaminantes durante la quema de biomasa es aún muy limitado. Por este motivo, en el presente documento se realiza una revisión bibliográfica de los factores de emisión de diferentes tipos de biomasa realizados a nivel mundial.



V Estimación de emisiones provenientes de la quema de biomasa

En México, la estimación de las contribuciones de las emisiones provenientes de la quema de biomasa es de gran incertidumbre, ya que las emisiones dependen en gran medida del tipo de biomasa y el equipo utilizado para la combustión. Aún más, las cantidades, tipos y disponibilidad de biomasa que se emplean varían en gran medida dependiendo de la región.

V.1. Definición de factor de emisión

En materia de estimación de emisiones, dependiendo de la información disponible, ésta se realiza comúnmente mediante dos métodos: métodos directos, basados en estudios de campo e indirectos, basados en información general sobre el comportamiento típico de un proceso o equipo determinado. La técnica de mayor uso entre los métodos directos es el muestreo en fuente, el cuál es casi siempre muy costoso; entre los métodos indirectos, los factores de emisión (FE) son los más utilizados en cálculos y estimaciones.

Un factor de emisión representa una relación entre la cantidad de un contaminante emitido a la atmósfera y una unidad de actividad. Por lo general, se utilizan para estimar emisiones de fuentes puntuales y a menudo se combinan con los datos de actividad recopilados en encuestas o en balances de materiales.

En muchos países se han realizado múltiples estudios para determinar las tasas de emisión promedio de diferentes procesos que son fuentes de emisiones. Puesto que con frecuencia no se requiere ni es económicamente factible hacer un muestreo en cada fuente de emisión, se usan los resultados de muestreos de “fuentes representativas” para desarrollar factores de emisión, los cuales se expresan como unidades de masa de contaminante emitido por unidad de proceso.



Entre las unidades de proceso más comunes se encuentran el consumo de energía, el consumo de materia prima, las unidades de producción, el calendario de operación, el número de dispositivos o las características de éstos. Algunos ejemplos se ilustran en la Tabla 4.

Tabla 4. Ejemplos de factores de emisión.

Unidad de proceso	Ejemplo
Unidades de energía	kg/MMBtu, kg/MJ
Unidades físicas	kg/m ³ , kg/ton, kg/l
Tiempo	kg/h
Actividad vehicular	g/km

Dado que los FE generalmente se desarrollan a partir de mediciones realizadas en muestras representativas de fuentes de emisión pertenecientes a una misma categoría o sector (por ejemplo una caldera de quemadores tangenciales que utiliza un combustible determinado), al aplicarlos para estimar las emisiones de un proceso se hacen una serie de supuestos que asocian las características del equipo de combustión y el combustible que fueron muestreados para derivar el factor.

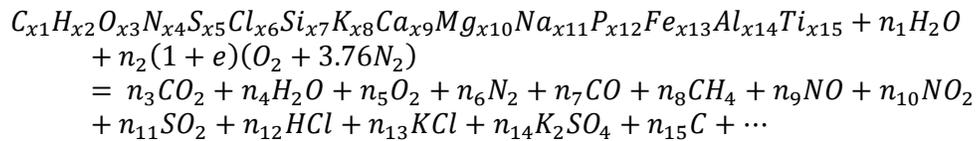
V.2. Factores de emisión de biomasa

El propósito de esta sección es presentar una recopilación de la caracterización de los perfiles de emisión resultantes de la combustión residencial e industrial de los principales tipos de biomasa empleados globalmente. Esta información contribuirá a mejorar los inventarios de emisiones y en la adopción e implementación de mejores medidas de control de la contaminación del aire.



V.2.1. Consideraciones sobre la combustión de biomasa

La combustión es un fenómeno complejo que involucra transferencias de masa y calor acopladas a reacciones químicas y flujos. El análisis de las propiedades de los combustibles es esencial para entender el comportamiento de los procesos de combustión y ayudar en el diseño de medidas de control de emisiones contaminantes. Una reacción global para la combustión de biomasa en el aire puede expresarse con la siguiente ecuación general (en la que el primer reactivo es la biomasa):



La inclusión de 15 elementos en la fórmula empírica del combustible está incompleta. Existen muchos otros, algunos de los cuales son importantes en cuestiones de quema de biomasa. Los metales pesados, por ejemplo, tienen una influencia importante en la generación de cenizas pero no están incluidas en la estructura elemental propuesta anteriormente. El segundo reactivo expresa la humedad presente en el combustible, la cual puede ser extremadamente variable. El tercer término representa el aire, a pesar de que se trata de una simplificación, expresa la mezcla binaria de oxígeno y nitrógeno en el aire con porcentajes en volumen de 79% y 21% respectivamente. El producto de la combustión es muy complejo. Los productos principales son aquellos que aparecen al inicio, pero existe también una serie de subproductos muy importantes a considerar, incluyendo los contaminantes criterio del aire, tales como el CO, los hidrocarburos (HC), los óxidos de nitrógeno y azufre, así como otra serie de reacciones que da origen a otras especies inorgánicas como cloruros, sulfatos, carbonatos y silicatos.

Hacer generalizaciones y recomendaciones en materia de ingeniería y diseño de sistemas de combustión de biomasa es bastante difícil dada la variabilidad en la composición de la biomasa, a pesar de que puede haber similitudes entre los combustibles, son muchas más las diferencias.



En este sentido, la biomasa es similar a otros combustibles en la necesidad de establecer métodos estandarizados de análisis que lleven a evaluaciones precisas y consistentes de las propiedades de las distintas variedades de biomasa. En la Tabla 5 se presentan algunos de los métodos mayormente aplicados y más adecuados para análisis de biomasa.

Tabla 5. Métodos de análisis de la biomasa.

Propiedad	Método analítico
Poder calorífico	ASTM ABBE
Distribución de tamaño de partícula	ASTM E828
Humedad	ASTM E871
Cenizas	ASTM E830 (575°C) ASTM D1102 (600 °C)
Volátiles	ASTM E872/E897
Carbono fijo	Por diferencia
Análisis elemental	
C, H	ASTM E777
N	ASTM E778
S	ASTM E775
Cl	ASTM E776
Metales	ASTM E885

Fuente: (Jenkins, et al., 1998)

Muchas propiedades elementales para distintos tipos de biomasa han sido determinadas, sin embargo, el determinar FE no ha sido tan sencillo debido a los complejos procesos de descomposición por los que transita la biomasa bajo distintas condiciones de calentamiento y reacción.



V.2.2. El poder calorífico de la biomasa

Una medida estándar del contenido energético de un combustible es su poder calorífico. En este respecto, el contenido de humedad en la biomasa es un factor limitante para la combustión. La combustión de es una reacción exotérmica, la evaporación del agua por su parte es netamente endotérmica, lo que provoca que los valores de poder calorífico de la biomasa sean bajos. Por ello, en algunas ocasiones los sistemas de combustión a biomasa requieren de un combustible suplementario. Sin embargo, existe confusión en cómo el poder calorífico de un combustible se relaciona con la “calidad” del mismo como fuente de aprovechamiento energético. Un error común es asumir que como la biomasa posee poderes caloríficos menores a los de los combustibles fósiles convencionales, la eficiencia de un sistema que la emplee será menor también. Sin embargo, este no es el caso. Una medida del valor energético o de la “calidad” de un combustible está dada por otra propiedad termodinámica conocida como disponibilidad de combustión. Esta propiedad mide esencialmente el máximo trabajo disponible para un combustible, e incorpora los efectos de entropía de la segunda ley de la termodinámica, cosa que no considera la medición del poder calorífico por sí solo.

V.2.3. Recopilación de FE

Una de las propiedades críticas relacionadas con la biomasa son las emisiones de contaminantes asociadas a su combustión. Los principales contaminantes que se forman son partículas (PM), CO, HC, óxidos de nitrógeno (NOx, principalmente NO y NO₂) y óxidos de azufre (SOx, principalmente como SO₂). Gases ácidos, como el HCl, también pueden ser emitidos, así como plomo y otros metales pesados. El Co y los HC, que incluyen a los compuestos orgánicos volátiles (COV) e hidrocarburos policíclicos aromáticos (HPA) son productos de la combustión incompleta. La emisión de estos contaminantes es controlada por estequiometría y un adecuado sistema de control de humedad. Los metales pesados pueden estar presentes en altas concentraciones en ciertos tipos de madera en sitios urbanos, especialmente si han sido tratados con solventes o pinturas. Las emisiones de NOx y SOx provienen predominantemente del contenido de nitrógeno y azufre en la biomasa. Muchos sistemas comerciales de combustión de biomasa operan a temperaturas lo suficientemente bajas para que los NOx térmicos contribuyan sólo con una pequeña parte del total de las emisiones de este tipo.

Las condiciones de quema y control tienen impactos sustanciales en las tasas de emisión de los diferentes contaminantes. La Tabla 6 enlista una primera serie de FE (masa de contaminante emitido por unidad de masa de biomasa seca consumida) para tres distintos tipos de biomasa.

Tabla 6. FE de contaminantes (% de biomasa seca) para quemas en campo, sistemas comerciales alimentados con biomasa (FBC) y en experimentos con un combustor de flujo de multi-combustible (MFC).

Contaminante	Quema en campo		FBC	MFC	
	Leña	Cáscara de arroz	Mezcla de huesos de frutos y cáscaras de nuez	Leña	Cáscara de arroz
CO	5.54	3.22	0.002	0.45	0.30
NO _x	0.20	0.28	0.048	0.19	0.40
SO ₂	0.01	0.06	0.01	0.005	0.035
HC	0.89	0.44	0.001	0.04	0.01

Fuente: (Jenkins, et al., 1998)

El desarrollo de FE a nivel residencial ha sido muy estudiado en Europa, en las siguientes tablas se muestran algunos de los últimos resultados, incluyendo en algunos casos, FE para OC y EC, muy relevantes para el tema de salud.

Tabla 7. FE (g/kg) de sistemas tradicionales (chimeneas y estufas)

Sistema	Tipo de biomasa	CO ₂	CO	PM _{2.5}	OC	EC
Chimeneas	Pino marítimo	1735	51.10	6.90	2.90	0.62
	Zarzo dorado	1697	61.80	7.80	3.50	0.34
	Roble	1675	61.80	13.00	7.20	0.30
	Eucalipto	1585	78.90	12.00	5.10	0.36
	Olivo	1743	81.00	21.00	9.10	0.39
	Alcornoque mediterráneo	1662	85.50	18.00	10.00	0.68
	Roble portugués	1641	78.50	14.00	6.10	0.32
	Pellets/briquetas	1691	58.30	12.00	5.90	0.29
	Haya europea	1749	74.39	5.77	3.90	0.43
	Roble de los Pirineos	1618	86.05	12.50	9.02	0.60
Estufas	Álamo negro	1765	115.78	14.01	10.51	0.79
	Pino marítimo	1670	57.10	5.20	2.50	0.61
	Zarzo de oro	1584	96.50	7.90	4.10	0.29
	Roble	163	63.70	5.80	3.00	0.23
	Eucalipto	1548	67.60	10.00	5.20	0.37
	Olivo	1725	64.90	8.70	4.60	0.46
	Alcornoque mediterráneo	1604	99.20	8.30	4.80	0.42
	Roble portugués	1573	85.90	13.00	6.20	0.32
Pellets/briquetas	1636	62.90	7.10	3.70	0.18	



Sistema	Tipo de biomasa	CO ₂	CO	PM _{2.5}	OC	EC
	Haya europea	1748	54.88	2.77	1.60	0.43
	Roble de los Pirineos	1415	95.59	13.34	9.14	0.90
	Álamo negro	1879	84.07	4.38	2.86	0.88

Fuente: Adaptado de (AIRUSE, 2015)

Tabla 8. FE (g/MJ) de sistemas tradicionales (chimeneas y estufas)

Sistema	Tipo de biomasa	CO ₂	CO	PM _{2.5}	OC	EC
Chimeneas	Pino marítimo	93784	2762.16	372.97	156.76	33.51
	Zarzo dorado	91730	3340.54	421.62	189.19	18.38
	Roble	90541	3340.54	702.70	389.19	16.22
	Eucalipto	85676	4264.86	648.65	275.68	19.46
	Olivo	94216	4378.38	1135.14	491.89	21.08
	Alcornoque mediterráneo	89838	4621.62	972.97	540.54	36.76
	Roble portugués	88703	4243.24	756.76	329.73	17.30
	Pellets/briquetas	91405	3151.35	648.65	318.92	15.68
	Haya europea	95545	4021.15	311.89	210.81	23.24
	Roble de los Pirineos	87466	4651.18	675.68	487.57	32.43
Estufas	Álamo negro	95406	6258.36	757.30	568.11	42.70
	Pino marítimo	90270	3086.49	281.08	135.14	32.97
	Zarzo de oro	85622	5216.22	427.03	221.62	15.68
	Roble	88216	3443.24	313.51	162.16	12.43
	Eucalipto	83676	3654.05	540.54	281.08	20.00
	Olivo	93243	3508.11	470.27	248.65	24.86
	Alcornoque mediterráneo	86703	5362.16	448.65	259.46	22.70
	Roble portugués	85027	4643.24	702.70	335.14	17.30
	Pellets/briquetas	88432	3400.00	383.78	200.00	9.73
	Haya europea	94484	2966.25	149.73	86.49	23.24
Roble de los Pirineos	76477	5166.25	721.08	494.05	48.65	
Álamo negro	101586	45.44.21	236.76	154.59	47.57	

Fuente: Adaptado de (AIRUSE, 2015)

Tabla 9. FE (g/kg) de estufas modernas certificadas

Sistema	Tipo de biomasa	CO ₂	CO	PM ₁₀	OC	EC
Estufas certificadas	Pino marítimo	1640	27.49	1.12	0.29	0.44
	Zarzo dorado	1660	46.36	1.22	0.24	0.29
	Eucalipto	1580	40.48	2.07	0.66	0.27
	Alcornoque mediterráneo	1638	64.56	2.89	1.24	0.33

Fuente: Adaptado de (AIRUSE, 2015)



Tabla 10. FE (g/MJ) de estufas modernas certificadas

Sistema	Tipo de biomasa	CO ₂	CO	PM ₁₀	OC	EC
Estufas certificadas	Pino marítimo	88649	1485.95	60.54	15.68	23.78
	Zarzo dorado	89730	2505.95	65.95	12.97	15.68
	Eucalipto	85405	2188.11	111.89	35.68	14.59
	Alcornoque mediterráneo	88541	3489.73	156.22	67.03	17.84

Fuente: Adaptado de (AIRUSE, 2015)

Tabla 11. FE de estufas de pellets

Tipo de biomasa	Poder calorífico (kJ/kg)	CO ₂ g/kg	CO g/kg	PM ₁₀ mg/kg	OC mg/kg	EC mg/kg
Pellet tipo I	19845	1433	13.55	0.49	0.14	0.03
Pellet tipo II	18916	1577	2.63	1.51	0.25	0.24
Pellet tipo III	18853	1705	5.22	1.77	0.15	0.17
Pellet tipo IV	19255	1628	1.62	1.35	0.27	0.16
Huesos de aceituna	19988	1360	27.38	3.12	0.90	0.10
Cáscara de nueces	20185	1594	13.69	2.19	0.35	1.02
Cáscara de almendras	19917	1768	16.91	2.07	0.22	0.13

Fuente: Adaptado de (AIRUSE, 2015)

Tabla 12. FE (g/kg) de reactores de lecho fluidizado

Tipo de biomasa	CO ₂	CO	PM _{2.5}	OC	EC
Eucalipto, 4.4 kg/h	1655	37.01	17.77	0.80	0.35
Eucalipto, 4.4 kg/h	1657	31.43	45.51	0.96	0.53
Pino, 2.2 kg/h	1810	0.42	15.32	0.20	0.19
Pino, 2.2 kg/h	1746	5.22	22.01	4.00	2.56
Lixiviado de eucalipto, 2.6 kg/h	1659	4.94	67.93	0.91	0.98

Fuente: Adaptado de (AIRUSE, 2015)

Con respecto a las emisiones provenientes de actividades industriales, la quema de residuos de leña y madera es ampliamente utilizada por aquellas industrias que los pueden obtener como subproductos de otros procesos. Se utiliza tanto para obtener energía térmica como para solventar el problema de la disposición de residuos. En las calderas, los residuos de leña se queman en forma de astillas de madera, cortezas, aserrín, molduras, etc.



Uno de los problemas principales problemas de las calderas que utilizan leña es la emisión de partículas. Estas emisiones dependen principalmente de la composición del residuo quemado y de los equipos de control. Del mismo modo, los óxidos de nitrógenos pueden se emitidos en cantidades significativas cuando ciertos tipos de residuos se queman en pobres condiciones de operación.

La composición del residuo y las características de las emisiones resultantes dependen mucho de la industria y los procesos de los cuales se originan dichos residuos. Las operaciones de fabricación de pulpa, por ejemplo, generan grandes cantidades de cortezas que pueden contener más de 70% en peso de contenido de humedad, arena y otras sustancias no combustibles. Como resultado, las calderas de cortezas en las industrias papeleras pueden emitir cantidades considerables de partículas a la atmósfera a menos de que cuenten con sistemas de control. Por otro lado, las operaciones de industrias como la fabricación de muebles de madera, generan residuos de madera secos y más limpios como combustibles (contienen de 2 a 20% en peso de humedad), que al ser quemados de manera adecuada producen cantidades relativamente bajas de partículas.

Aun así, otras operaciones, como las de los aserraderos, se pueden quemar una variedad de mezclas de cortezas y otros residuos de madera, lo que da como resultados emisiones de partículas de diversas características. Adicionalmente, las emisiones de NOx provenientes calderas que emplean cortezas y residuos húmedos son típicamente menores (aproximadamente de la mitad) en comparación con las emisiones de NOx de calderas alimentadas con residuos de madera secos.

Las condiciones operativas de las calderas son particularmente importantes cuando se quema un residuo. Por ejemplo, debido al alto contenido de humedad que puede estar presente en los residuos de madera, es necesaria un área mayor de superficie refractora para poder secar la biomasa antes de la combustión. También, debe suministrarse suficiente aire secundario sobre la cama de combustible para quemar las sustancias volátiles. Cuando las condiciones apropiadas de secado no existen o cuando la combustión secundaria es incompleta, la temperatura de combustión disminuye y pueden incrementarse las emisiones de PM, CO y COV. Si se realizan variaciones significativas en la humedad del combustible pueden causarse fluctuaciones en las emisiones.



En la Tabla 13 y Tabla 14 se presentan los FE del AP-42 para contaminantes criterio para los diferentes tipos de residuos de madera empleados a nivel industrial.

Tabla 13. FE (lb/MMBtu) de partículas para calderas que utilizan distintos tipos de madera

Biomasa	Sistema de control	PM	PM ₁₀	PM _{2.5}
Cortezas y leña húmeda	Sin control	0.56	0.50	0.43
Leña seca	Sin control	0.40	0.36	0.31
Leña húmeda	Sin control	0.33	0.29	0.25
Cortezas	Colectores mecánicos	0.54	0.49	0.29
Cortezas y leña húmeda	Colectores mecánicos	0.35	0.32	0.19
Leña seca	Colectores mecánicos	0.30	0.27	0.16
Leña húmeda	Colectores mecánicos	0.22	0.20	0.12
Todos los tipos	Lavador húmedo	0.066	0.065	0.065
Todos los tipos	Precipitador electrostático	0.054	0.04	0.035

Fuente: AP-42, EPA.

Tabla 14. FE (lb/MMBtu) de otros contaminantes criterio y GEI para calderas que utilizan distintos tipos de madera

Biomasa	Sistema de control	NO _x	SO ₂	CO	COT	COV	N ₂ O	CO ₂
Cortezas y leña húmeda/leña húmeda	Sin control	0.22	0.025	0.60				
Leña seca	Sin control	0.49	0.025	0.60				
Todos los tipos	Sin control				0.039	0.017	0.013	195

Fuente: AP-42, EPA.

Asimismo, la EPA ha desarrollado factores de emisión para calderas que utilizan bagazo de caña, un tipo de biomasa empleado intensivamente en las actividades de los ingenios azucareros, ya sea para generación de energía térmica como energía eléctrica, éstos provienen del compendio de factores de emisión del AP-42 y se presentan en la Tabla 15.

Tabla 15. FE (lb/ton) para calderas que utilizan bagazo

Biomasa	Sistema de control	PM	PM ₁₀	CO ₂	NO _x
Bagazo	Sin control	15.6		1560	1.2
	Colector mecánico	8.4			
	Wet scrubber	1.4	1.36		

Fuente: AP-42, EPA.



VI Sistemas y equipos de control de partículas

Los procesos de combustión incompleta siempre emiten partículas sólidas o líquidas. La emisión de esas partículas ha sido objeto de definiciones y mediciones diversas. Constituyen una compleja mezcla de sustancias orgánicas presentes en la atmósfera tanto en estado sólido en forma de partículas como en estado líquido en forma de pequeñas gotas. Comprenden gases, humo, polvo y aerosoles. Los efectos de esas partículas en la salud dependen de su tamaño y concentración. Con fines reglamentarios y para calcular sus efectos sanitarios, las partículas se miden y clasifican mediante lo que se conoce como fracción respirable de partículas, por ejemplo, PM_{10} y $PM_{2.5}$.

En este sentido, es muy importante establecer sistemas de control de este tipo de contaminantes. El equipo específico de control de partículas que se debe seleccionar en una planta, a fin de cumplir las normas de emisión, depende de muchas variables de operación. El gasto volumétrico total es una variable importante que se debe manejar.

La valoración máxima de la eficiencia colectora deberá constituir una importante consideración. Las eficiencias colectoras de muchos tipos de equipos se afectan por la operación por encima o por debajo de la capacidad de diseño. Las características físicas y químicas de las partículas influyen también en la selección del equipo. Por ejemplo, el grado de grosor o finura de las partículas podrá impedir ciertas selecciones. La carga de polvo de la corriente de gas (en g/m^3) es otro factor importante. Para las grandes cargas de polvo puede que sea necesario un limpiador previo, antes de que la corriente de gas entre en colectores más costosos y más eficientes. Es necesario considerar el intervalo de temperaturas y la posibilidad de aumentos súbitos de la temperatura, más allá del límite del equipo. Al ser igualmente importante, será necesario examinar los requisitos de mantenimiento de los diferentes tipos de equipos.

Los controles de emisión de partículas son, en su mayoría, colectores mecánicos, precipitadores electrostáticos, filtros de tela o lavadores húmedos. Los colectores mecánicos, como los ciclones, se utilizan en su capacidad de control previo, como dispositivos de precolección, para eliminar las partículas de mayor tamaño. Los precipitadores electrostáticos se usan sobre todo en procesos de alto índice de escape y de emisión, como las plantas generadoras de electricidad de caldeo por carbón y las plantas siderúrgicas. Los filtros de tela varían en su aplicación, desde fuentes de emisión



muy pequeñas hasta las de gran escala, y se fabrican con telas o fibras muy diversas, dependiendo de las características de la corriente de escape: la carga de partículas, la temperatura y el contenido de humedad, entre otras. Si bien se han registrado importantes avances en la fabricación de fibras resistentes a temperaturas elevadas, los filtros de tela tienen limitaciones en lo que a temperaturas se 21 refiere. Los lavadores húmedos tienen diseños muy distintos para mejorar la eficiencia de contacto entre el agua y las partículas. Puesto que el uso de limpiadores o lavadores húmedos requiere un control de las aguas residuales, su aplicación por lo general se restringe a las fuentes de emisión de partículas de mayor tamaño.

En las siguientes secciones se describen más a detalle los sistemas de control de mayor uso.

VI.1. Ciclones y separadores inerciales

Los separadores inerciales son ampliamente utilizados para coleccionar partículas de tamaño mediano. Su construcción, relativamente simple y la ausencia de partes móviles hace que los costos de inversión y mantenimiento sean menores que los de filtros de manga y precipitadores electrostáticos. Sin embargo, su eficiencia no es muy alta, por esta razón son utilizados usualmente para procesos de pre-tratamiento de los otros equipos de control, para reducir la carga de polvos y remover las partículas más grandes y abrasivas.

El principio general de la separación inercial es que la corriente de gas con la carga de partículas es forzada a cambiar de dirección. A medida que el gas cambia de dirección, la inercia de las partículas provoca que éstas continúen en la dirección original y se separen de la corriente de gas.

Los ciclones, donde el gas es forzado a girar en un vórtice a través de una tubería, son los separadores inerciales más comunes (Figura 17). Pueden ser usados por separado o en un arreglo de tuberías múltiples para tratar volúmenes mayores. Los separadores centrífugos se basan en el mismo movimiento circular, pero tienen una paleta giratoria en el mismo colector para mover el aire y separar los polvos al mismo tiempo. Las cámaras de sedimentación también se basan en el principio de inercia.

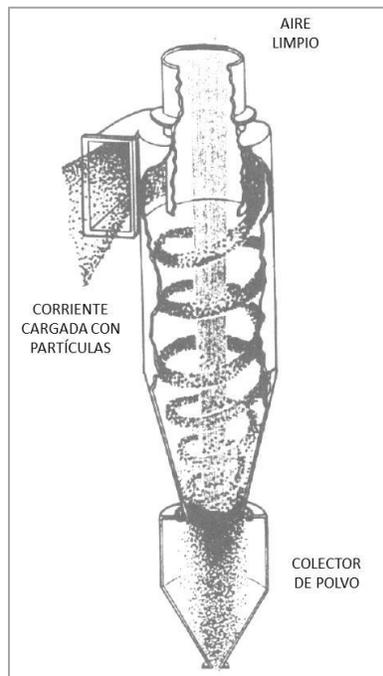


Figura 17. Operación de un ciclón.

Fuente: (Leith & Mehta, 1973).

Algunos recolectores mecánicos pueden alcanzar altas eficiencias de recolección, aunque únicamente con los altos costos de operación asociados con grandes caídas de presión.

VI.1.1. Cámaras de sedimentación

Los recolectores mecánicos más sencillos son las cámaras de sedimentación, que dependen de sedimentación gravitacional como un mecanismo de recolección. Las cámaras de sedimentación previenen la abrasión excesiva, y la carga de partículas en los dispositivos primarios, de recolección al remover a las partículas grandes de la corriente de gas (U.S. EPA, 1997).

A pesar de las bajas eficiencias de recolección, las cámaras de sedimentación aún se utilizan extensivamente. En particular son útiles para las industrias que también necesitan enfriar la corriente de gas previo al tratamiento en un filtro de tela. Las industrias procesadores de metales y productos minerales tienen varias aplicaciones para las cámaras de sedimentación. Existen dos tipos principales de cámaras de sedimentación: la cámara de expansión y la cámara de placas múltiples. En la cámara de expansión, la velocidad de la corriente de gas es reducida significativamente a medida que el gas se expande hacia el interior de una gran cámara. La reducción en la velocidad permite que



las partículas grandes se asienten separándose de la corriente de gas (Theodore & Buonicore, 1988). La Figura 18 muestra un diagrama esquemático de una cámara de expansión, que consiste en una cámara sencilla con tolvas para recolección (U.S. EPA, 1997).

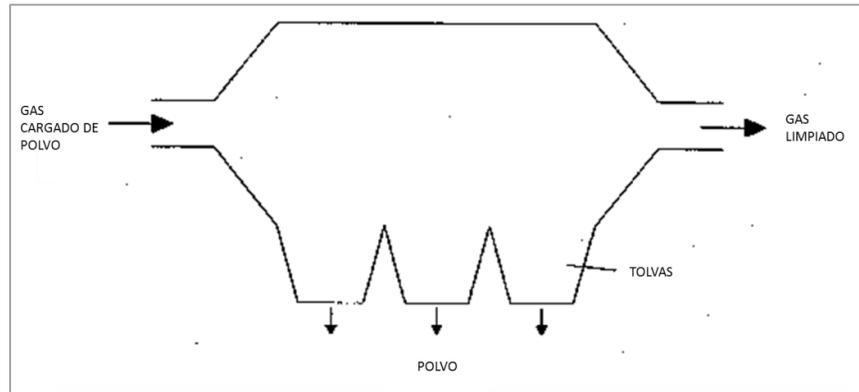


Figura 18. Cámara de sedimentación por expansión.

Una cámara de sedimentación con placas múltiples, presentada en la Figura 19, es una cámara de expansión, con un número de placas delgadas colocadas a corta distancia entre sí dentro de la cámara, que causan que el gas fluya horizontalmente en medio de ellas (U.S. EPA, 1997).

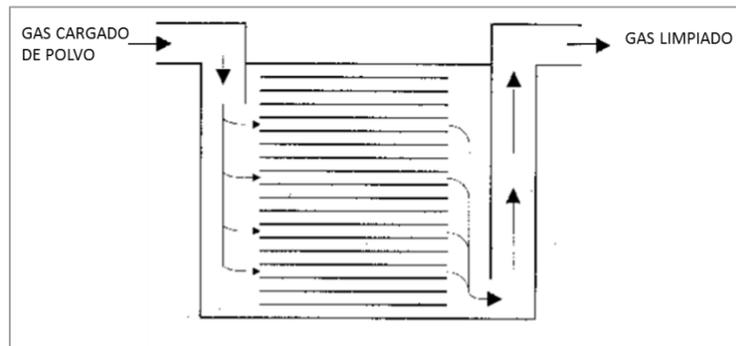


Figura 19. Cámara de sedimentación con placas múltiples.

Mientras que la velocidad del gas es incrementada ligeramente en una cámara con placas múltiples, la eficiencia de recolección generalmente mejora debido a que las partículas tienen que recorrer una distancia menor de caída antes de ser recolectadas. Una cámara de expansión debe ser muy grande para recolectar cualquier partícula pequeña, pero las cámaras con placas múltiples tienen menores requisitos de volumen para la recolección de partículas pequeñas (aproximadamente 15 micras) (Theodore & Buonicore, 1988).



VI.1.2. Ciclones

Los ciclones representan un método de bajos costo de operación y mantenimiento para remover partículas grandes de las corrientes de gases.

Los ciclones utilizan la inercia para remover partículas de una corriente de gas giratoria. Dentro de un ciclón, la corriente de gas es forzada a girar dentro de una cámara de forma generalmente cónica. Los ciclones operan creando un vértice doble dentro del cuerpo del ciclón. Se imparte un movimiento circular al gas entrante ya sea mediante una entrada tangencial o por medio de vanes giratorios en la entrada axial. El gas desciende por el ciclón en trayectoria espiral cerca de la superficie interior del tubo del ciclón. Al fondo del ciclón, el gas da la vuelta y asciende en trayectoria espiral a través del centro del tubo y hacia afuera por la parte superior del ciclón. La

ilustra la operación de vórtice doble en un ciclón (Cooper & Alley, 1994).

Las partículas en la corriente de gas son forzadas hacia las paredes del ciclón por la fuerza centrífuga del gas girando, pero es obstruida por la fuerza de arrastre de fluidos del gas que viaja a través y hacia afuera del ciclón. Para las partículas que son grandes, el momento inercial contrarresta el momento inercial y causa que estas partículas abandonen el ciclón con el gas saliente. La gravedad también causa que las partículas mayores que alcanzan las paredes del ciclón se trasladen hacia abajo y dentro de una tolva en el fondo. Mientras dependen del mismo mecanismo de separación que los separadores por momento, los ciclones son más efectivos porque poseen un diseño más complejo del flujo de gas (U.S. EPA, 1997).

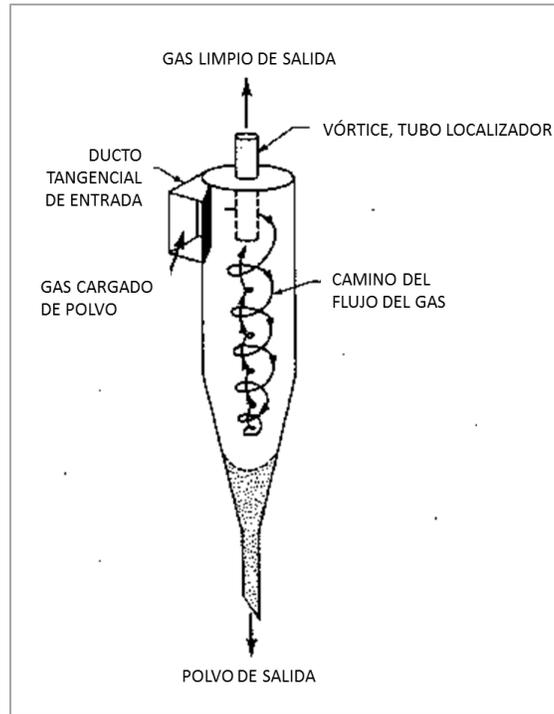


Figura 20. Ilustración del vórtice doble dentro de un ciclón.

Los recolectores de ciclón son clasificados por lo general en cuatro tipos, basándose en la manera que la corriente de gas es introducida y el polvo recolectado es descargado:

- Entrada tangencial, descarga axial
- Entrada axial, descarga axial
- Entrada tangencial, descarga periférica
- Entrada axial, descarga periférica

Los dos primeros tipos son los ciclones usados más comúnmente (U.S. EPA, 1997) (Theodore & Buonicore, 1988). Los ciclones pueden ser diseñados para muchas aplicaciones, y son categorizados típicamente como de alta eficiencia, convencionales, o de alto rendimiento. Los ciclones de alta eficiencia tienen más probabilidad de experimentar las caídas de presión más altas de los tres tipos de ciclones; los ciclones de alto rendimiento pueden tratar grandes volúmenes de gas con una baja caída de presión (Cooper & Alley, 1994) (U.S. EPA, 1995).



Usualmente, los ciclones son diseñados geoméricamente de tal manera que los radios del equipo permanecen constantes a diferentes diámetros, estas dimensiones pueden expresarse en términos del diámetro del cuerpo, D_0 ().

). Los valores de los radios determinan si el ciclón tiene proporciones convencionales o es del tipo de alta eficiencia (ver Tabla 16).

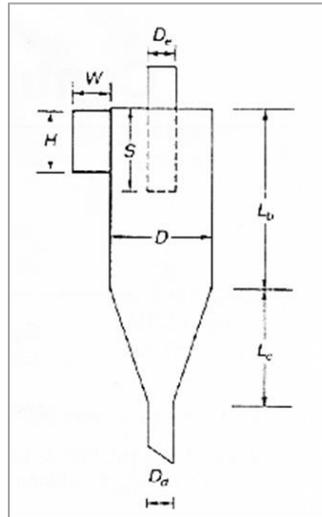


Figura 21. Dimensiones estándar de un ciclón.

Tabla 16. Características de los ciclones comunes

	Alta eficiencia		Convencional		Alto rendimiento	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Diámetro del cuerpo, D_0/D_0	1	1	1	1	1	1
Altura de la entrada, H/D_0	0.5	0.44	0.5	0.5	0.75	0.8
Ancho de la entrada, W/D	0.2	0.21	0.25	0.25	0.375	0.35
Diámetro de la salida del gas, D_e/D_0	0.5	0.4	0.5	0.5	0.75	0.75
Longitud del localizador del vórtice, S/D_0	0.5	0.5	0.625	0.6	0.875	0.85
Longitud del cuerpo, L_b/D_0	1.5	1.4	2	1.75	1.5	1.7
Longitud del cono, L_c/D_0	2.5	2.5	2	2	2.5	2
Diámetro de la salida del polvo, D_a/D_0	0.375	0.4	0.25	0.4	0.375	0.4



El número de vueltas en el vórtice, N_e , puede estimarse de las dimensiones del ciclón, ya que éstas dependen de la altura de un giro en el vórtice y la longitud del ciclón:

$$N_e = \frac{1}{H} \left[L_b + \frac{L_e}{2} \right]$$

Los ciclones pueden ser optimizados para tener una mayor eficiencia de recolección si se utilizan diámetros pequeños, cilindros largos y altas velocidades de entrada. Sin embargo, los diámetros pequeños incrementan la caída de presión aumentando por lo tanto los costos de operación.

Se emplean diferentes formas de entrada, todas con el objetivo de mezclar el aire entrante con el que ya se encuentra dentro del ciclón. Las paletas deflectoras pueden utilizarse para mejorar el flujo de gas y disminuir la turbulencia (Figura 22). La entrada puede estar cerca de la base del ciclón, con la salida del gas limpio en la parte de arriba, (Figura 23). Este arreglo es usado a menudo para ciclones colocados después de un lavador húmedo para recolectar las partículas húmedas de salida.

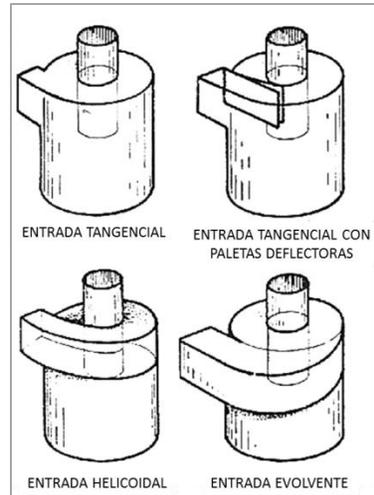


Figura 22. Tipos de entrada de los ciclones.

Una salida de puede ser utilizada para reducir la pérdida de presión provocada por la turbulencia cuando se opera en modo de succión o en un espacio limitado. El reingreso de polvo de la tolva hacia la salida del vórtice reduce la eficiencia de recolección y es necesario un colector de polvo hermético para minimizar este efecto.

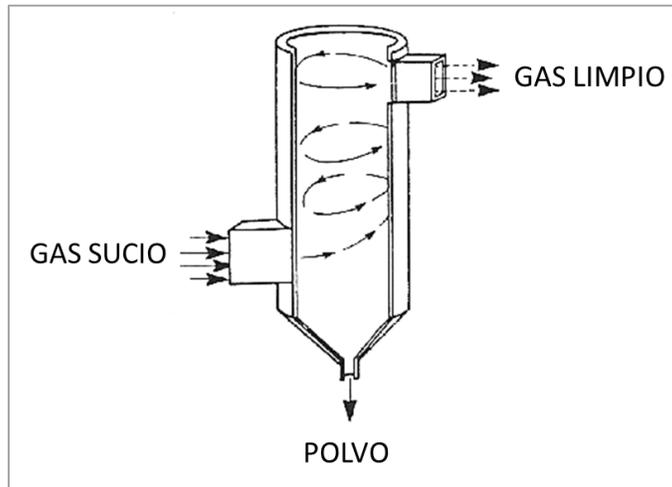


Figura 23. Ciclón separador con entrada inferior.

VI.1.2.1. Ciclones múltiples

Un ciclón múltiple, presentado en la Figura 24, es un tipo de ciclón de alta eficiencia que consiste en varios ciclones de diámetro pequeño operando en paralelo. Este arreglo permite el tratamiento de grandes velocidades de flujo a mayores eficiencias que en el caso de los ciclones sencillos (U.S. EPA, 1997).

La mayor limitación en el uso de ciclones es la energía requerida para forzar el gas a través del cuerpo angosto del ciclón. La caída de presión en el ciclón puede ser estimada a partir de un número de ecuaciones que se basan en datos tanto teóricos como experimentales (Leith & Mehta, 1973).

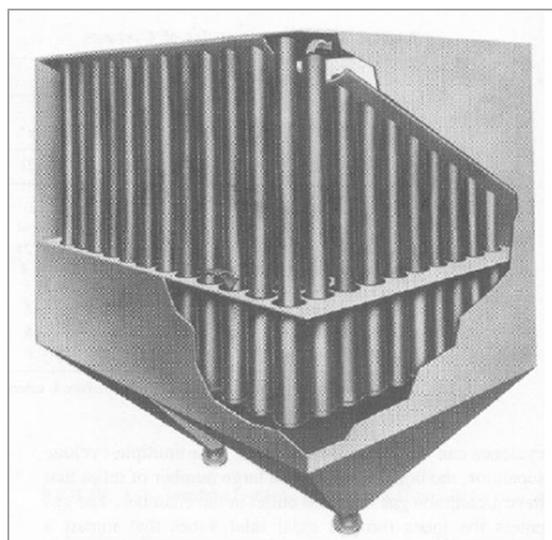


Figura 24. Ciclón múltiple con arreglo de tubos de órgano



VI.1.2.2. Eficiencia de recolección

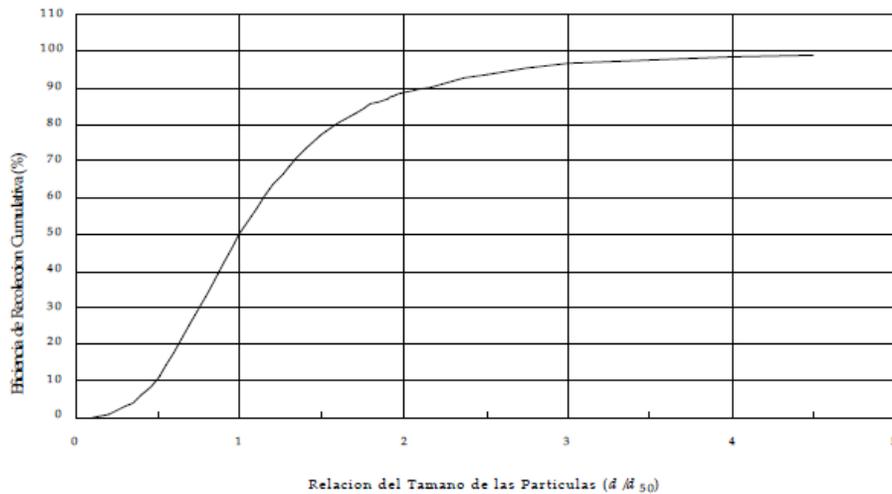
Existen muchos factores que afectan la eficiencia de recolección de los ciclones. Se ha demostrado que la eficiencia del ciclón por lo general aumenta con los siguientes parámetros: (1) el tamaño y/o densidad, (2) la velocidad en el ducto de entrada, (3) la longitud del cuerpo del ciclón, (4) el número de revoluciones del gas en el ciclón, (5) la relación del diámetro del cuerpo del ciclón al diámetro de la salida del gas, (6) la carga de polvo, y (7) la uniformidad de la pared interior del ciclón (EPRI, 1992).

La eficiencia del ciclón disminuye con aumentos en los siguientes parámetros: (1) la viscosidad del gas, (2) el diámetro del cuerpo del ciclón, (3) el diámetro de la salida del gas, (4) la superficie del ducto de entrada del gas, y (5) la densidad del gas. Otra causa común de la falta de efectividad de un ciclón es la fuga de aire hacia la salida del polvo. En específico, esto disminuirá la eficiencia para las partículas finas (EPRI, 1992).

Se han desarrollado varios métodos para estimar la eficiencia de un ciclón. La mayoría de las teorías ciclónicas utilizan un término para el tamaño de las partículas, llamado el "tamaño de corte de las partículas", que define el tamaño de las partículas para una eficiencia de recolección específica. Las partículas mayores que el tamaño de corte serán recolectadas con una eficiencia mayor que la especificada, y las partículas más pequeñas serán recolectadas con menor eficiencia. El tamaño de corte de las partículas generalmente corresponde al 50 por ciento de la eficiencia de recolección y se denomina " d_{50} ." Otro parámetro ciclónico importante para designar el tamaño es el "tamaño crítico de las partículas". Las partículas de este tamaño y mayores son capturadas con el 100 por ciento de eficiencia. Dos tipos generales de curvas de eficiencia fraccionaria para ciclones se muestran en la Figura 25; la primera curva "A" es hiperbólica (Buonicore & Davis, 1992), la segunda curva "B" es de forma sigmoideal (Iozia & Leith, 1990). La mayoría de las teorías de eficiencia ciclónica producirán una curva similar a una de las dos mostradas en esta figura.



A: Escala Log-log



B: Escala lineal

Figura 25. Curva de eficiencia típica de ciclones en escalas Log-log (A) y Lineal (B).

Lapple (Lapple, 1950) desarrolló un modelo relativamente sencillo para predecir la eficiencia de un ciclón que fue derivado de la teoría del movimiento de las partículas y requiere una suposición sobre el número de revoluciones que el gas efectúa dentro del ciclón. Leith and Licht (Leith & Licht, 1972) desarrollaron una teoría de eficiencia que estaba basada en una solución aproximada a las ecuaciones para el movimiento teórico de las partículas usando la suposición de turbulencia dentro del ciclón. Ambas teorías producen una curva de eficiencia ciclónica de tipo "A". Más recientemente, lozia y Leith (lozia & Leith, 1990) (lozia & Leith, 1989) desarrollaron una teoría de eficiencia ciclónica basada en el movimiento teórico de las partículas que usa coeficientes derivados



empíricamente. Esta teoría prouce una curva de eficiencia ciclónica de tipo “B”. Se demostró que la teoría de lozia y Leith predice la eficiencia ciclónica mejor que las teorías de Lapple, y Leith y Licht, usando datos de pruebas de laboratorio para ciclones disponible en la literatura (lozia & Leith, 1990). Las teorías de Lapple e lozia y Leith se discuten con mayor detalle a continuación.

De acuerdo a la teoría de Lapple, el d_{50} se calcula como sigue:

$$d_{50} = [9\mu b / (2\pi \times NV_i(\rho_p - \rho_g))]^{1/2}$$

donde d_{50} es el diámetro de las partículas recolectadas con una eficiencia del 50 por ciento (en pies), μ es la viscosidad del gas (en libras/segundo-pie), b es el diámetro de la entrada del ciclón (en pies), N es el número de revoluciones del gas en el ciclón (estimado entre 0.3 y 10, con un valor promedio aproximado de 516), V_i es la velocidad del gas en el ducto de entrada (en pies/segundo), ρ_p es la densidad de las partículas (en libras/pie cúbico), y ρ_g es la densidad del gas (en libras/pie cúbico). La limitación respecto a esta ecuación consiste en que N , el número de revoluciones del gas dentro del ciclón, es desconocido y las predicciones para este valor no toman en cuenta el diseño individual del ciclón u otras condiciones de operación. Además, la teoría de Lapple no permite el cálculo de la eficiencia de recolección para otros tamaños de partículas.

La teoría de eficiencia desarrollada por lozia y Leith para predecir la eficiencia de recolección fraccionaria utiliza una ecuación, denominada “ecuación logística”, que aproxima una curva de eficiencia con forma sigmoideal:

$$EC = 1 / (1 + (d_{50}/d)^\beta)$$

donde EC es la eficiencia de control (expresada como una fracción) para una partícula de diámetro d , d_{50} es el diámetro de la partícula recolectada con un 50 por ciento de eficiencia, y β es un coeficiente. lozia y Leith desarrollaron una ecuación para predecir β a partir de las dimensiones del ciclón usando datos de pruebas de laboratorio en un ciclón de 25 cm de diámetro.



lozia y Leith usaron su teoría para la eficiencia ciclónica para optimizar el diseño del ciclón (lozia & Leith, 1989). Usando un programa computarizado para la optimización de ciclones, desarrollaron curvas para predecir las dimensiones ciclónicas de un ciclón con la mayor eficiencia posible para una situación determinada (Leith & Jones, 1997). Sin embargo, las predicciones de lozia y Leith no han sido probadas en escala total de aplicaciones industriales. Para ciclones sencillos, los ciclones convencionales pueden remover partículas de 10 μm con 85 a 90 por ciento de eficiencia, partículas de 5 μm una eficiencia de 75 a 85 por ciento, y partículas de 2.5 μm con una eficiencia de 60 a 75 por ciento (Buonicore & Davis, 1992). Los ciclones sencillos de alta eficiencia pueden remover partículas de 5 μm con una eficiencia de hasta el 90 por ciento, alcanzando eficiencias más altas para partículas mayores (Cooper & Alley, 1994). Los ciclones de alto rendimiento únicamente garantizan la remoción de las partículas mayores a 20 μm , aunque la recolección de partículas menores ocurre de hecho hasta cierto punto (Vatavuk, 1990).

Se reporta que los ciclones múltiples logran una eficiencia desde el 80 por ciento hasta el 95 por ciento para partículas de 5 μm (Cooper & Alley, 1994) (U.S. EPA, 1995). En algunos casos, los ciclones múltiples han ido utilizados como dispositivos de recolección primaria (Vatavuk, 1990). Los ciclones múltiples se usan con frecuencia como recolectores preliminares en operaciones industriales de combustión. La muestra la eficiencia de recolección para ciclones múltiples en una caldera que quema aceite. En muchas unidades de combustión industriales grandes, las emisiones de partículas incluyen cantidades significantes de carbón que no fue quemado completamente. Para mejorar la eficiencia de estas unidades, la ceniza flotante de los ciclones múltiples (u otros dispositivos de recolección previa) es inyectada de nuevo hacia dentro de la unidad de combustión.

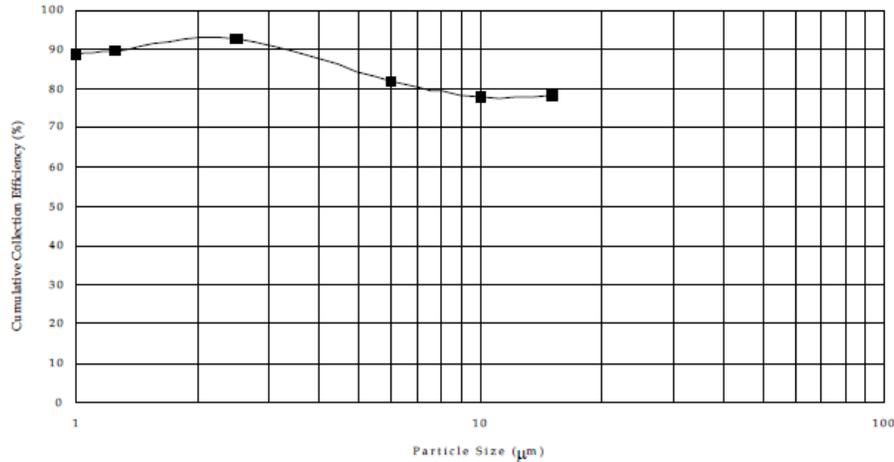


Figura 26. Datos de eficiencia de recolección acumulativa para ciclones múltiples en una caldera alimentada con aceite residual.

Esta operación, conocida como reinyección de ceniza flotante, aumenta la carga de partículas considerablemente, y conduce a menores eficiencias de recolección para partículas pequeñas (U.S. EPA, 1995). La ilustra este efecto, mostrando curvas de eficiencia para ciclones múltiples en calderas de carbón y de madera, con y sin inyección de ceniza flotante.

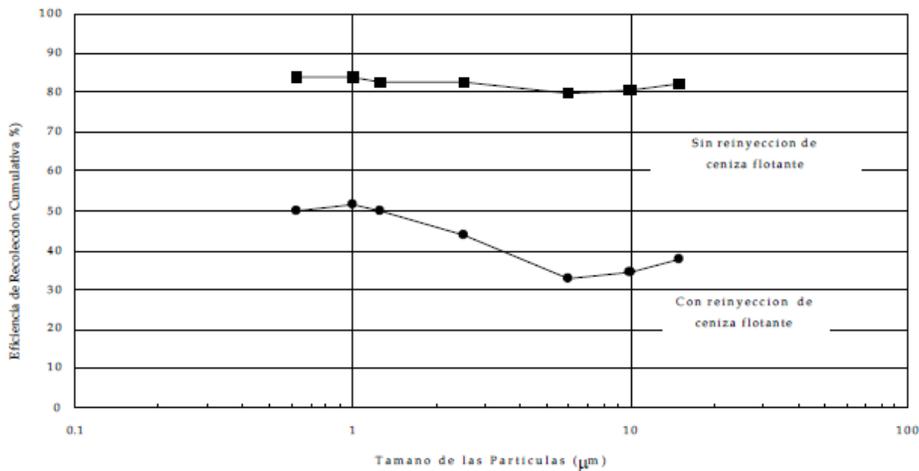


Figura 27. Datos de Eficiencia de recolección acumulativa para ciclones múltiples en calderas de carbón y de madera, con y sin reinyección de cenizas flotantes.



VI.1.2.3. Aplicabilidad

Los ciclones tienen muy pocas limitaciones en su aplicación como recolectores preliminares, aunque por lo general no son usados donde no existen partículas grandes. Los recolectores preliminares mecánicos pueden ser utilizados para tratar razones de flujo grandes y pequeñas y para remover un amplio rango de tamaños de partículas. Los recolectores mecánicos son sencillos en su diseño y económicos en su adquisición y operación. Además, su uso reduce la carga de partículas en los dispositivos de recolección primaria lo cual prolongará su vida de operación (U.S. EPA, 1997).

La gran mayoría de los polvos son adecuados para ser recolectados por recolectores preliminares mecánicos no serían efectivos para las corrientes de gas donde el grueso de las partículas son pequeñas ($<3 \mu\text{m}$). Los recolectores mecánicos pueden ser construidos a partir de varios materiales y son capaces de operar bajo cualquier condición que los materiales de construcción permitan. Típicamente, cualquier industria que usa dispositivos de control grandes y relativamente costosos, tales como los filtros de tela, o los precipitadores electrostáticos (PES), también emplearán recolectores preliminares mecánicos. Los ciclones múltiples son los dispositivos más comunes para aplicaciones industriales, especialmente para calderas y otras unidades de combustión que generan partículas más pequeñas.

Algunas industrias también usan recolectores mecánicos para la recuperación de producto o catalizadores, ya que estos recolectores no son destructivos y permiten la reventa o reutilización del material recuperado (U.S. EPA, 1997).

VI.1.2.4. Costos

Los costos de instalación y operación de un precolector mecánico incluyen costos tanto capitales como anuales. Los costos capitales son todos los costos iniciales relacionados al equipo recolector e instalación. Los costos anuales son los costos anuales directos de operación del dispositivo, además de los costos indirectos tales como; recuperación de capital; e impuestos, seguro, y cargos de administración. Las siguientes secciones discuten los costos capitales y anuales para los recolectores mecánicos, con referencia al tercer trimestre de 1995 a menos que se indique lo contrario. Puesto que los ciclones son los precolectores mecánicos más comunes y por lo general los más efectivos para aplicaciones industriales, esta sección se enfocará únicamente en los costos de estos dispositivos.



La inversión capital total (ICT) para los ciclones incluye todos los costos de capital iniciales, tanto directos como indirectos. Los costos de capital directos son los costos del equipo adquirido (CEA), y los costos de instalación (soportes, etc.). Los costos indirectos se relacionan a la instalación e incluyen la ingeniería, la construcción, los contratistas, el inicio, las pruebas, y las contingencias. El CEA se calcula basándose en las especificaciones del ciclón. Los costos de instalación directos e indirectos se calculan como factores del CEA. Para los ciclones, los costos de instalación son generalmente bajos, suponiéndose que la combinación de los costos directos e indirectos sea aproximadamente el 25 por ciento del CEA. Así, el CEA para ciclones se calcula típicamente como 1.25 multiplicado por el CEA (Vatavuk, 1996). El parámetro más importante para determinar el tamaño de los ciclones es la superficie del ducto de entrada (A), que puede ser calculado a partir de las ecuaciones siguientes (Vatavuk, 1990):

$$A = Q/V_i$$

$$A = (Q(\rho_p - \rho_g)/\mu)^{1.33} d_c^{2.67}$$

donde A es la superficie del ducto de entrada del ciclón (pies cuadrados), Q es la velocidad de flujo del gas (en ACFM, pies cúbicos/minuto), V_i es la velocidad en el ducto de entrada del ciclón (pies/minuto), ρ_p es la densidad de las partículas (en libras/pie cúbico), ρ_g es la densidad del gas (en libras/pie cúbico), μ es la viscosidad del gas (en libras/pie-segundo), y d_c es el tamaño crítico de las partículas (en μm).

Al seleccionar una velocidad del gas en el ducto de entrada (V_i) para la ecuación, la superficie del ducto de entrada puede ser determinada y se puede obtener el tamaño crítico de las partículas (d_c). El tamaño crítico de las partículas se define para esta ecuación como la partícula más pequeña que puede recolectar el ciclón con una eficiencia del 100 por ciento. De manera similar, la velocidad del gas en el ducto de entrada puede ser calculado para un tamaño crítico de las partículas determinado (Vatavuk, 1990).



Los costos de los ciclones se basan en la superficie del ducto de entrada, e incluyen el ciclón, el ventilador, el motor, la tolva (o barril), y el cierre rotatorio de aire. Los costos son para los ciclones de acero de carbón; otros materiales pudieran incrementar los costos (Vatavuk, 1996).

Los costos de capital obtenidos pueden ser escalados a valores más actualizados a través del uso de los Índices Vatavuk de Costos para el Control de la Contaminación del Aire, *Vatavuk Air Pollution Control Cost Indexes* (VAPCCI), que son actualizados y publicados mensualmente. Los VAPCCI actualizan el CEA y, puesto que los costos de capital se basan únicamente en el CEA, los costos de capital pueden ser ajustados fácilmente usando los VAPCCI. Para escalar los costos de capital de un año ($Costo_{viejo}$) a otro año más reciente ($Costo_{nuevo}$), se puede usar una proporción sencilla, tal como la siguiente (Vatavuk, 1995).

$$Costo_{nuevo} = Costo_{viejo} (VAPCCI_{nuevo} / VAPCCI_{viejo})$$

Los costos totales anuales para un ciclón consisten en costos tanto directos como indirectos. Los costos anuales directos son los asociados con la operación y el mantenimiento del ciclón. Estos incluyen la mano de obra y los materiales de mantenimiento, la electricidad y el desecho del polvo. Los costos típicos del desecho de polvo no peligroso son típicamente de \$20-\$30 dólares/tonelada, excluyendo los costos de transportación. El desecho de los polvos peligrosos puede costar hasta diez veces más (U.S. EPA, 1990). Se supone que los ciclones no tienen necesidad de la mano de obra de un operador o un supervisor (Vatavuk, 1996).

Los costos indirectos anuales para los ciclones incluyen a los impuestos, el seguro, los costos administrativos, el *overhead*, y la recuperación del capital. Todos estos costos a excepción del *overhead* dependen de la ICT. La Tabla 17 proporciona los parámetros que impactan los costos anuales y las estimaciones de los valores típicos. La Tabla 18 proporciona los factores de costo anuales para los ciclones (Vatavuk, 1996). Los costos anuales son muy específicos del sitio y, por lo tanto, difíciles de generalizar.



Tabla 17. Parámetros de costo anuales para los ciclones.

Parámetro	Descripción	Valores típicos
Parámetros de costo directos		
Factor de operación (FO)	Horas de operación del ciclón por año	8,640 hr/año
Mano de obra de mantenimiento (MM)	Salario por mano de obra de mantenimiento	\$USD 14.00/hr
Factor de turno de mantenimiento (TM)	Fracción del turno de mantenimiento del ciclón	0.25
Factor de materiales de mantenimiento (FM)	Fracción del costo de mano de obra de mantenimiento	1.0
Tarifa de electricidad (ER)	Costo de electricidad	\$USD 0.07/kWh
Costo de desecho del polvo (DP)	Costo de desecho del polvo	\$USD 20-30/t
Parámetros de costo indirectos		
Factor de overhead (F _o)	Fracción de mano de obra total y costos de MM	0.60
Tasa de interés anual (I)	Costos de oportunidad del capital	7%
Vida de operación (n)	Vida de operación anticipada del ciclón	20 años
Factor de recuperación del capital (FRC)	Función de (n) e (I)	0.0944
Impuestos	Fracción de la ICT	0.01
Seguro (SEG)	Fracción de la ICT	0.01
Costos administrativos (AC)	Fracción de la ICT	0.02

Tabla 18. Factores de costo anuales para los ciclones.

Costo de los parámetros	Fórmula	Factor
Costos directos		
Mano de obra de mantenimiento (MO)	(FO)x(MM)x(TM)	A
Materiales de mantenimiento (MM)	(FM)x((MO)	A
Electricidad (E)	Potencia del ventilador x (TE)	E
Desecho del polvo (D)	(DP)x Toneladas por año	D
Costo directo		2A + E + D
Costos indirectos		
Overhead	(OV)x(MO+MM)	1.2 A
Recuperación del capital	(FRC)x(ICT)	0.0944 ICT
Impuestos	(IMPUESTOS)x(ICT)	0.01 ICT
Seguro	(SEG)x(ICT)	0.01 ICT
Costos administrativos	(CA)x(ICT)	0.02 ICT
Costo indirecto		1.2 A + 0.1344 ICT
Costo anual total (DC + IC)		3.2 A + 0.1344 ICT + E + D



VI.1.2.5. Acondicionamiento del gas del tubo de escape

Se utiliza el acondicionamiento del gas para modificar las características de la corriente de gas y partículas para mejorar la remoción de partículas en el dispositivo de recolección primaria. El acondicionamiento del tubo de escape en las plantas generadoras de energía alimentadas con carbón es la aplicación más difundida de esta práctica. Por lo general, el acondicionamiento del gas del tubo de escape involucra el uso de sustancias químicas que son añadidas a la corriente del gas para mejorar las propiedades de la ceniza flotante y las condiciones eléctricas en los precipitadores electrostáticos. Véase la sección VI.2 para obtener una discusión detallada de la operación de los precipitadores electrostáticos (PES).

74

El acondicionamiento del gas del tubo de escape es usado con mayor frecuencia para proveer nuevas partes que no eran disponibles al tiempo de fabricación de los PES que no están operando a la altura de la eficiencia de diseño. Esto ocurre frecuentemente como resultado del cambio por carbón de bajo azufre (Cooper & Alley, 1994), (EPRI, 1992), que produce una ceniza flotante de alta resistividad que es difícil de recolectar en un PES.

La eficiencia de recolección de un PES depende de la fuerza del campo eléctrico y de la densidad de iones; las propiedades adhesivas y cohesivas de la ceniza flotante; y el tamaño de las partículas y la distribución de los tamaños. El acondicionamiento del gas del tubo de escape puede influenciar todos estos parámetros. Los agentes de acondicionamiento pueden mejorar la eficiencia de recolección de los PES con uno o más de los mecanismos siguientes (U.S. EPA, 1985):

- Adsorber sobre la superficie de la ceniza flotante y reducir la resistividad de la superficie
- Adsorber sobre la ceniza flotante y cambiar las propiedades de adherencia / enlace
- Aumentar la concentración de partículas ultra finas para el mejoramiento de las cargas espaciales
- Aumentar el voltaje de sobre chispa del gas de escape (reducir la corona inversa)
- Aumentar el tamaño promedio de las partículas
- Disminuir el punto de rocío ácido en el gas del tubo de escape



Los agentes comunes para el acondicionamiento incluyen el trióxido de azufre (SO_3), el amoníaco, los compuestos de amoníaco, las aminas orgánicas, y los álcalis secos (EPRI, 1992).

Acondicionamiento con Trióxido de Azufre

El agente acondicionador de gases utilizado más comúnmente para las plantas generadoras de energía en los Estados Unidos es el SO_3 . El trióxido de azufre es inyectado dentro de la corriente del gas después del pre-calentamiento de aire, que es un intercambiador de calor que utiliza los gases calientes tubo de escape para precalentar el aire de combustión de entrada. El ácido sulfúrico es en realidad el agente activo en el acondicionamiento. Casi todo el SO_3 es hidratado convirtiéndose en ácido sulfúrico a la temperatura y humedad de la corriente de gas del tubo de escape. El ácido sulfúrico tiene una fuerte afinidad por el agua y se disocia enseguida en dos iones hidrógeno y un ion sulfato en solución. Esta propiedad vuelve la solución altamente conductiva. El ácido sulfúrico también tiene una presión de vapor baja; como resultado, el ácido sulfúrico no se vaporiza fácilmente, aún de una solución concentrada a una fase diluida de vapor. Esta combinación de volatilidad baja y conductividad alta hacen al ácido sulfúrico muy efectivo en la reducción de la resistividad de la ceniza flotante (EPRI, 1992), (U.S. EPA, 1985).

El ácido sulfúrico reduce la resistividad de las partículas en los PES, estableciendo una capa de solución conductiva sobre la superficie de la partícula a través de la adsorción y/o condensación de ácido sulfúrico y agua. Una capa de solución ácida también se forma sobre las partículas que ya han sido recolectadas sobre la placa de recolección (EPRI, 1992), (U.S. EPA, 1985).

Acondicionamiento con Amoníaco

El acondicionamiento con amoníaco ha sido demostrado como un agente efectivo para el acondicionamiento de gases para los PES que operan con carbones bajos en azufre. En Australia, el amoníaco es el agente acondicionador más popular, porque el carbón australiano produce una ceniza con una resistividad muy alta. En los Estados Unidos, el acondicionamiento con amoníaco se ha vuelto importante con el aumento en el uso de carbones bajos en azufre, que está siendo usado para contrarrestar la generación de precursores de la lluvia ácida, tales como el SO_2 (EPRI, 1992), (U.S. EPA, 1985).



Acondicionamiento con Compuestos de Amonio

Los compuestos de amonio proporcionan un método de acondicionamiento con amoniaco más conveniente. El ácido sulfúrico de $(\text{NH}_3\text{SO}_2\text{OH})$, sulfato de amonio $[(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4]$, y bisulfato de amonio $(\text{NH}_4\text{HSO}_4)$ son los compuestos de amonio más comunes para el acondicionamiento. Varios agentes de acondicionamiento patentado también contienen compuestos de amonio. Estos compuestos pueden disociarse en amoníaco y ácido sulfúrico en la corriente de gas, y pueden proporcionar los efectos acondicionadores tanto del amoníaco como del ácido sulfúrico (proveniente del SO_3). Los compuestos de amonio pueden ser introducidos corriente arriba o corriente abajo del pre calentador de aire (EPRI, 1992), (U.S. EPA, 1985).

Otros efectos ambientales secundarios del acondicionamiento del gas del tubo de escape

El acondicionamiento de gas del tubo de escape puede conducir a emisiones al aire de los compuestos formados por los agentes acondicionadores (EPRI, 1992), (U.S. EPA, 1985). Sin embargo, no se asocia ningún impacto en energía con el acondicionamiento de gas del tubo de escape.

El acondicionamiento con trióxido de azufre puede conducir a emisiones de neblinas de ácido sulfúrico y partículas con compuestos de sulfatos producidos por la condensación de ácido y la formación de sulfato sobre las partículas de ceniza flotante. El rendimiento del PES, la composición de la ceniza y la temperatura del gas tienen un efecto sobre las velocidades de emisión de estos compuestos (EPRI, 1992), (U.S. EPA, 1985).

El acondicionamiento con sulfato de amonio puede resultar en un incremento en las emisiones de sulfatos. La mayoría de las emisiones de partículas de sulfato son menores de 1 micra. Los fosfatos de amonio pueden descomponerse para formar amoníaco y ya sea pentóxido de fósforo o fosfatos condensados (EPRI, 1992), (U.S. EPA, 1985).

Aun cuando el acondicionamiento con amoníaco en la presencia de SO_3 forma un aerosol de bisulfato de amonio, el bisulfato de amonio debe ser recolectado por el PES. Un beneficio secundario del acondicionamiento con amoníaco es que las cantidades grandes de amoníaco reaccionarán con los óxidos de nitrógeno para formar nitrógeno elemental (EPRI, 1992), (U.S. EPA, 1985).



VI.2. Precipitadores electrostáticos

Esta sección discute los principios básicos de operación, diseños típicos, aplicaciones industriales, y costos de los precipitadores electrostáticos (PES). La recolección de partículas mediante la precipitación electrostática involucra la ionización de la corriente pasando a través del PES, cargando, la migración, y la recolección de partículas sobre superficies cargadas opuestamente, y la remoción de partículas de las superficies recolectoras. En los PES en seco las partículas son removidas por *rappers* (martilleo o golpeteo) los cuales vibran la superficie de recolección. Los PES en húmedo usan agua para lavar las partículas de las placas.

Los precipitadores electrostáticos tienen varias desventajas al compararlos con otros dispositivos de control. Son recolectores muy eficientes, aún para las partículas pequeñas. Debido a que las fuerzas de recolección actúan sólo sobre las partículas, los PES pueden tratar grandes volúmenes de gases con bajas caídas de presión. Pueden recolectar materiales secos, humos y neblinas. Los precipitadores electrostáticos también pueden operar sobre un amplio rango de temperaturas y generalmente poseen bajos costos de operación. Las posibles desventajas de los PES incluyen los altos costos de capital, los requisitos de espacios grandes, la inflexibilidad respecto a las condiciones operando, y la dificultad en controlar las partículas con alta resistividad (Cooper & Alley, 1994). Las desventajas de los PES pueden ser controladas con un diseño apropiado.

Recolección de Partículas

La recolección de partículas durante la precipitación electrostática es el resultado final de varios pasos. Estos pasos incluyen el establecimiento de un campo eléctrico, generación de la corona, ionización de la corriente de gas, cargando partículas, y la migración hacia el electrodo recolector. Un arreglo típico de PES se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** En esta ilustración, el electrodo de descarga es un alambre con pesas y el electrodo recolector es un tubo. Un PES de alambre - tubo contendría muchos de estos alambres - tubos.

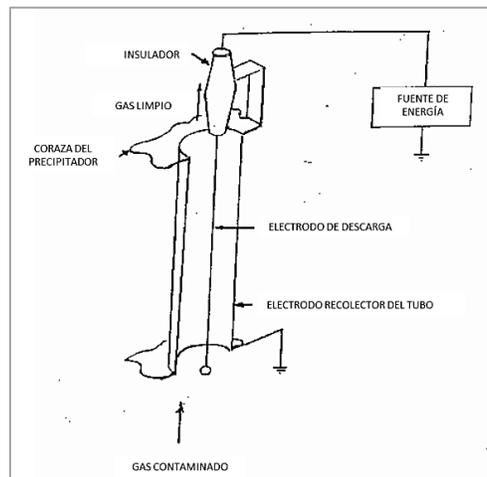


Figura 28. Perspectiva de un corte longitudinal de un PES de Alambre-Tubo.

Campo Eléctrico

El campo eléctrico juega un papel importante en el proceso de precipitación en que provea la base para la generación de la corona requerida para cargar y las condiciones necesarias para establecer una fuerza para separar las partículas de las corrientes de gas (EPRI, 1992). Se forma un campo eléctrico con la aplicación de alto voltaje a los electrodos de descarga del PES; la fuerza de este campo eléctrico es un factor crítico en el rendimiento de los PES (U.S. EPA, 1997).

El campo eléctrico se desarrolla en el espacio interelectródico de un PES y sirve para un propósito triple. Primero, el alto campo eléctrico alrededor del electrodo de descarga causa la generación de iones cargantes en una corona eléctrica; segundo, el campo proporciona la fuerza motriz que impulsa a estos electrones a chocar con las partículas e impartirles su carga; y tercero, proporciona la fuerza que impulsa las partículas cargadas hacia el electrodo recolector para su remoción de la corriente de gas efluente (EPRI, 1992).

El campo eléctrico en un PES es el resultado de tres factores contribuyendo: el componente electrostático resultando de la aplicación de un voltaje en un sistema de electrodos dual, el componente que resulta de la carga espacial de los iones y electrones libres, y el componente resultante de las partículas cargadas. Cada uno de estos factores puede asumir un papel dominante en la determinación del campo en una serie determinada de circunstancias. Por ejemplo, el campo eléctrico en los primeros pies de la sección de entrada de un PES que recolecta partículas proveniente de una corriente de



gas altamente cargada de partículas puede ser dominado por la carga espacial de las partículas; mientras el campo en la sección de salida de un PES altamente eficiente es por lo general dominado por la carga espacial iónica (EPRI, 1992).

La fuerza o magnitud del campo eléctrico es una indicación de la efectividad de un PES (U.S. EPA, 1997). Dos factores son críticos para la magnitud alcanzable del campo eléctrico en un PES. Primeramente, la alineación mecánica de la unidad es importante. Si ocurre un desalineamiento en una región localizada que resulta en una aproximación cercana de la corona y los electrodos recolectores, el voltaje de chispa para esa sección eléctrica completa será limitado. El segundo es la resistividad de partículas recolectadas, la cual puede limitar la densidad de la corriente operante y el voltaje aplicado que resulta en un campo eléctrico reducido (EPRI, 1992).

Generación de la corona

La corona es la región eléctricamente activa de la corriente de gas, formada por el campo eléctrico, donde los electrones son desprendidos de las moléculas neutras del gas dejando iones positivos. Los iones positivos son impulsados en una dirección y los electrones libres en otra. Las condiciones necesarias para la formación de la corona incluyen la presencia de un campo eléctrico con una magnitud suficiente para acelerar un electrón libre a una energía requerida para ionizar a una molécula neutra de gas al impacto, y a una fuente de electrones a actuar como electrones iniciadores para el proceso (EPRI, 1992).

En términos de las fuentes de electrones, siempre existe una fuente de electrones libres disponible de la ionización de las moléculas de gas ya sea por rayos cósmicos, radioactividad natural, fotoionización, o la energía térmica del gas (EPRI, 1992). La corona es generada por un mecanismo al que comúnmente se le refiere como avalancha de electrones. Este mecanismo ocurre cuando la magnitud del campo eléctrico aplicado es suficientemente grande para acelerar los electrones libres. Cuando los electrones libres alcanzan una velocidad suficiente, ellos chocan con las moléculas neutras de gas y las ionizan. La ionización ocurre cuando la fuerza de colisión remueve un electrón de la molécula de gas, resultando en una molécula de gas cargada positivamente y otro electrón libre. Estos electrones recién liberados también son acelerados y causan ionización adicional.



La corona puede ser ya sea positiva o negativa; pero la corona negativa es utilizada en la mayoría de los PES industriales puesto que posee características inherentemente superiores que aumentan la eficiencia de recolección bajo la mayoría de las condiciones de operación (U.S. EPA, 1997).

Carga de partículas

80

La carga de partículas en un PES (y la recolección subsecuente) tiene lugar en la región entre el límite del resplandor de la corona y el electrodo recolector, donde las partículas de gas están sujetas a la generación de iones negativos provenientes del proceso de corona (negativo).

Al entrar en el PES, las partículas descargadas de polvo suspendidas en la corriente de gas efluente están expuestas a una región de espacio llena de iones y, en el caso de una corona negativa, quizás algunos electrones libres. A medida que estas cargas eléctricas se aproximan a las partículas de polvo eléctricamente neutras, un dipolo inducido se establece en la materia de las partículas mediante la separación de la carga dentro de las partículas. Como un dipolo, la partícula en sí permanece neutral mientras que las cargas positivas y negativas dentro de la partícula se concentran dentro de áreas separadas. Las cargas positivas dentro de la partícula se atraen hacia el área de la partícula más cercana al ion negativo que se aproxima. A medida que un ion negativo hace contacto con las partículas, las cargas positivas inducidas retendrán alguna carga eléctrica del ion. Esto resulta en una carga negativa neta sobre las partículas previamente neutras. Es requerida la presencia de una carga eléctrica para que el campo eléctrico ejerza una fuerza sobre la partícula y remueva las partículas de la corriente de gas.

La carga, generalmente ocurre por dos mecanismos; los de campo, y de la difusión. El mecanismo dominante varía con el tamaño de la partícula. En la carga por campo, los iones provenientes de la corona son impulsados hacia las partículas por un campo eléctrico. A medida que los iones continúan a repercutir sobre las partículas de polvo, la carga sobre ellas aumenta hasta que el campo local desarrollado por la carga sobre la partícula causa una distorsión de las líneas del campo eléctrico para que ya no intercepten a la partícula y no se efectúe ninguna carga nueva. Este es el mecanismo dominante para las partículas mayores de alrededor de $0.5 \mu\text{m}$ (U.S. EPA, 1997).



La carga por difusión se asocia con la fijación de iones que resultan de un movimiento termal al azar; éste es el mecanismo dominante de carga de partículas menores de 0.2 μm . Tal como en el caso de carga por campo, la carga por difusión está influenciada por la magnitud del campo eléctrico, ya que el movimiento de los iones se gobierna por las fuerzas tanto eléctricas como difusionales. Ignorando a las fuerzas eléctricas, la carga por difusión resulta cuando el movimiento termal de las moléculas causa que éstas se difundan a través del gas y hagan contacto con las partículas. La carga por difusión está dada por la siguiente ecuación:

$$q(t) = \frac{rkT}{e} * \ln(1 + \tau)$$

donde:

$q(t)$ = carga de la partícula (C) como función del tiempo, t, en segundos

r = radio de la partícula (m)

k = constante de Boltzmann (J/K)

T = temperatura absoluta (K)

e = carga del electrón ($1.67 \times 10^{-19}\text{C}$)

τ = tiempo adimensional dado por:

$$\tau = \pi r v N e^2 \theta / (kT)$$

Donde:

v = velocidad térmica media de los iones (m/s)

N = concentración del número de iones cerca de la partícula (No./m^3)
 θ = tiempo real de exposición)

θ = tiempo real (tiempo de exposición en la zona de carga) (s)

La carga por difusión nunca alcanza un límite, pero se vuelve muy lenta después de cerca de tres unidades de tiempo adimensional. Para tiempos de exposición fijos, la carga en las partículas es proporcional a su radio.

El rango del tamaño de las partículas de aproximadamente 0.2a 0.5 μm es una región transicional en la cual ambos mecanismos de cargado están presentes pero ninguno domina. Los datos de pruebas de eficiencia fraccional han demostrado una eficiencia de recolección reducida en este rango transicional de tamaño, en donde los cargados por difusión y por campo se sobreponen (U.S. EPA, 1997).



Recolección de partículas

El paso final en la recolección de las partículas en un PES incluye el movimiento de las partículas cargadas hacia un electrodo con carga opuesta que sostiene a las partículas en su lugar hasta que el electrodo es limpiado. Típicamente, los electrodos recolectores son placas planas paralelas o tubos que son cilíndricos, cuadrados o hexagonales.

El movimiento de las partículas hacia el electrodo recolector es impulsado por un campo eléctrico. El movimiento de las partículas más grandes (de 10 a 20 μm) seguirá más o menos una trayectoria determinada por la velocidad promedio del gas y la velocidad eléctrica promedio de las partículas. La trayectoria para las partículas más pequeñas (<10 μm) será menos directa, puesto que los efectos inerciales del flujo turbulento del gas predominan por encima de la velocidad eléctrica inducida por la carga eléctrica relativamente menor. El movimiento en general de las partículas más pequeñas, sin embargo, será hacia el electrodo recolector. La eficiencia de recolección acumulativa de un PES depende generalmente de la eficiencia de recolección fraccional de estas partículas más pequeñas, especialmente de las de 0.2 a 2.0 μm de tamaño (EPRI, 1992).

El campo eléctrico en la zona de recolección produce una fuerza sobre una partícula, proporcional a la magnitud de su campo y a la carga:

$$F_e = qE$$

donde:

F_e = fuerza debida al campo eléctrico (N)

q = carga en la partícula (C)

E = campo eléctrico (V/m)

Debido a que el mecanismo de carga por campo proporciona una carga última proporcional al campo eléctrico, la fuerza sobre las partículas grandes es proporcional al cuadrado del campo, lo cual muestra la ventaja de mantener un campo tan alto como sea posible.



Al movimiento de las partículas bajo la influencia del campo eléctrico se le opone la tensión viscosa del gas. Al comparar la fuerza eléctrica y el componente de la fuerza de tensión debido al campo eléctrico (de acuerdo con la ley de Stokes), podemos obtener la velocidad de la partícula:

$$v(q, E, r) = \frac{q(E, r)EC(r)}{6\pi\eta r}$$

donde:

$v(q, E, r)$ = velocidad de la partícula (m/s)

$q(E, r)$ = carga de la partícula (C)

$C(r)$ = corrección de Cunningham a la ley de Stokes (adimensional)

η = viscosidad del gas (kg/ms)

Mecanismos de penetración

Existen varias condiciones que pueden reducir la efectividad de los PES y conducir a la penetración de las partículas. Estas condiciones incluyen la corona inversa, el reencauzamiento del polvo, la erosión, la transición, y el escape de gas.

Corona inversa

La corona o ionización inversa describe las condiciones bajo las cuales ocurre una falla eléctrica en un PES. Normalmente en un PES se forma una corona en el electrodo de descarga, creando electrones e iones negativos que son impulsados hacia el electrodo de recolección (positivo) por el campo eléctrico. Esta situación se invierte si la corona se forma en el electrodo de recolección (positivo). Una corona en este electrodo genera iones positivos que son proyectados hacia el espacio interelectródico e impulsados hacia el electrodo de descarga.

A medida que los iones positivos fluyen hacia el espacio interelectródico en un PES, se encuentran con partículas cargadas negativamente e iones negativos. El campo eléctrico proveniente de las partículas cargadas excede el de un ion a la mayoría de las distancias. Por lo tanto, la mayoría de los iones positivos fluyen hacia las partículas de polvo cargadas negativamente, neutralizando su carga. Esta neutralización de la carga causa una reducción proporcional en la fuerza eléctrica que actúa para recolectar estas partículas (EPRI, 1992).



Un segundo mecanismo mediante el cual la corona inversa pudiera ser disruptiva para la recolección por medio de PES está basado en la neutralización de una porción de la carga espacial que contribuye al campo eléctrico adyacente al electrodo recolector. El componente de la carga espacial del campo eléctrico cerca de la zona de recolección puede ser tan grande como el 50 por ciento del campo total. La neutralización de la carga espacial reduce la fuerza total de recolección por una fracción igual.

Reencauzamiento del polvo

El reencauzamiento del polvo asociado con la recolección por PES en seco puede ocurrir después de que la capa de polvo es completamente desalojada de las placas por medio de golpecitos. La primera oportunidad para el reencauzamiento por martilleo ocurre cuando la capa de polvo empieza a caerse y romperse al caer. Las partículas de polvo son barridas de vuelta hacia la corriente circulante de gas. La segunda oportunidad ocurre a medida que el polvo cae dentro de la tolva, impacta el polvo recolectado y se esponja para formar una nube de polvo. La corriente circulante de gas recoge porciones de esta nube de polvo. Algo del polvo pudiera ser recolectado (EPRI, 1992).

La erosión directa del polvo recolectado proveniente del electrodo recolector puede ocurrir cuando las velocidades del gas superan los 10 pies por segundo (pps). La mayoría de los PES poseen velocidades de gas menores de 8 pps, mientras que las instalaciones más nuevas poseen velocidades menores de 4 pps. Se propone la teoría de que la salación es una forma menor de reencarrilamiento que ocurre a medida que las partículas son recolectadas, y golpea el electrodo recolector, pudiera soltar otras partículas que están resuspendidas en la corriente de gas. Otras causas de reencauzamiento en un PES son la producción de chispas eléctricas, la fuga de aire a través de la tolva y el reencauzamiento eléctrico asociado con la baja resistividad de las partículas.



Escabullimiento del polvo

La construcción de un PES es tal que existen regiones no electrificadas en la parte superior del PES donde se localizan la distribución eléctrica, el soporte de las placas y los sistemas de martilleo. De manera similar, ciertas porciones de la tolva recolectora y el fondo del sistema de electrodos contienen regiones no electrificadas. Las corrientes cargadas de partículas que fluyen a través de estas regiones no estarán sujetas a las fuerzas de recolección y tienden a pasar a través del PES sin ser recolectadas. La cantidad de escabullimiento de gas y desviación a través de las regiones no electrificadas establecerán un límite superior sobre la eficiencia de recolección de un PES (EPRI, 1992).

El escabullimiento y el reencauzamiento son considerados mejor en las bases de las secciones dentro de un PES. Con la suposición de que el gas está bien mezclado entre secciones, la penetración de cada sección puede ser expresada como:

$$p_s = S_N + [(1 - S_N) \times p_c(Q')]$$

donde:

p_s = penetración fraccional de la sección

S_N = fracción del gas que evita la sección (escabullimiento)

$p_c(Q')$ = fracción de las partículas penetrando la zona de recolección, la cual es funcionalmente dependiente de Q_t , la rapidez de flujo volumétrico del gas en la zona de recolección, reducida por el escabullimiento (m^3/s)

La penetración de todo el PES es el producto de las penetraciones de las secciones. El escabullimiento establece un límite más bajo en la penetración de partículas a través de la sección.

Para calcular los efectos del golpeteo, primero calculamos la cantidad de material capturado en las placas de la sección. La fracción del material que es atrapado está dada por:

$$\frac{m}{m_0} = 1 - p_s = 1 - S_N - [(1 - S_N) \times p_c(Q')]$$

donde:

m/m_0 = fracción masa recolectada de la corriente de gas



Este material se acumula hasta que las placas son golpeadas, después de lo cual la mayor parte del material cae dentro de la tolva para su disposición, pero una fracción es reencauzado y sale de la sección. Se han conducido mediciones experimentales en PES para cenizas flotantes para evaluar la fracción re-encauzada, la cual promedia cerca de 12 por ciento.

La penetración promedio para una sección, incluyendo escabullimiento y re-encauzamiento, es:

$$p_s = S_N + [(1 - S_N) \times p_c(Q')] + RR(1 - S_N)[1 - p_c(Q')]$$

donde:

RR = fracción reencauzada

Esto puede escribirse en una forma más compacta como:

$$p_s = LF + [(1 - LF) \times p_c(Q')]$$

sustituyendo LF (factor de pérdida) por $S_N + RR(1 - S_N)$. Estas fórmulas pueden permitir cantidades variables de escabullimiento y reencauzamiento por golpeteo para cada sección, pero no existe evidencia experimental para sugerir que sea necesario.

VI.2.1. Tipos de precipitadores electrostáticos

Los precipitadores electrostáticos se dividen generalmente en dos grupos amplios, los PES en seco y los PES en húmedo. La distinción se basa en cuál método se usa para remover las partículas de los electrodos recolectores. En ambos casos, la recolección de partículas ocurre de la misma manera.

Además de las opciones en seco y en húmedo, hay variaciones internas de PES a disposición. Los dos diseños más comunes son los recolectores de placa-alambre y tubo-alambre. Los precipitadores electrostáticos son diseñados con frecuencia con varios compartimientos para facilitar su limpieza y mantenimiento.

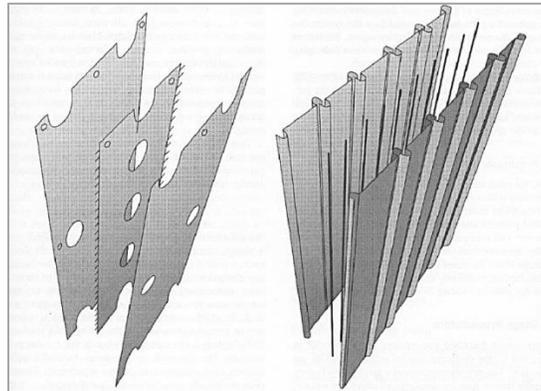


Figura 29. Ejemplos de configuraciones de placa plana y placa alambre

VI.2.1.1. PES en seco

Los PES en seco remueven el polvo de los electrodos recolectores al hacer vibrar a los electrodos mediante el uso de golpeadores. Los tipos comunes de golpeadores son los martillos de impacto por gravedad y los vibradores eléctricos. Para un PES determinado, la intensidad y la frecuencia del golpeo debe ser ajustada para optimizar el rendimiento. La energía sónica también es utilizada para ayudar en la remoción del polvo en algunos PES en seco. Los componentes principales de los PES en Seco pueden ser diseñados para operar en muchas condiciones diferentes de la corriente, temperaturas y presiones. Sin embargo, una vez que un PES es diseñado e instalado, lo más probable es que los cambios en las condiciones de operación degraden el rendimiento (Cooper & Alley, 1994), (EPRI, 1992), (U.S. EPA, 1997).

VI.2.1.2. PES en húmedo

Los componentes básicos de un PES en húmedo son los mismos que los de un PES en seco excepto que un PES en húmedo requiere un sistema de aspersion de agua en vez de un sistema de golpeadores. Debido a que el polvo es removido de un PES en húmedo en forma de sedimento lodoso, las tolvas se reemplazan típicamente con un sistema de drenaje. Los PES en húmedo tienen varias ventajas sobre los PES en seco. Pueden absorber gases, causar que algunos contaminantes se condensen, son fácilmente integrados con absorbedores, y eliminan el reencauzamiento de las partículas capturadas. Los PES en húmedo no están limitados por la resistividad de las partículas ya que la humedad en un PES en húmedo disminuye la resistividad de las partículas que normalmente tienen una alta resistividad (EPRI, 1992), (Steinsvaag, 1995).



Previamente, el uso de los PES en seco era restringido a unas pocas aplicaciones especializadas. A medida que las eficiencias más altas se han vuelto más deseables, las aplicaciones de los PES en seco han ido aumentando. Los PES en seco están limitados a operar a la temperatura de la corriente por debajo de aproximadamente 170°F (77°C). En un PES en húmedo, las partículas recolectadas son removidas de los electrodos recolectores mediante un lavado de agua o de algún otro líquido apropiado.

Algunas aplicaciones de los PES requieren una aspersion continua del líquido dentro de la corriente de gas; en otros casos, la aspersion debe ser intermitente. Puesto que la aspersion del líquido satura la corriente de gas en un PES en húmedo, también proporciona enfriamiento y acondicionamiento del gas.

Las gotitas líquidas en la corriente de gas son recolectadas junto con partículas y proporcionan otra manera de enjuagar los electrodos recolectores. Algunos diseños de PES establecen una película delgada de líquido que enjuaga los electrodos recolectores (EPRI, 1992), (U.S. EPA, 1997).

VI.2.1.3. PES de Placa-Alambre

Los PES de placa-alambre son hasta el momento el diseño más común de un PES. En un PES de placa-alambre, una serie de alambres se encuentran suspendidos de un marco en la parte superior de la unidad. Los alambres generalmente tienen pesas en el fondo para mantenerlos derechos. En algunos diseños, también está provisto un marco al fondo de los alambres para mantener sus distancias entre sí. Los alambres, acomodados en filas, actúan como electrodos de descarga y están centrados entre placas paralelas grandes, las cuales actúan como electrodos recolectores. Las superficies de flujo entre las placas de PES de alambre-tubo se llaman conductos. Las alturas de los conductos son típicamente de 20 a 45 pies. Un PES de alambre-tubo típico se muestra en la Figura 30.

Los PES de placa-alambre pueden ser diseñados para lavado en seco o en húmedo. La mayoría de los PES grandes de placa-alambre, los cuales son construidos en sitio, son en seco. Los PES de placa-alambre son más comunes entre las unidades pequeñas que son pre-ensambladas y empacadas para entrega al sitio (Steinsvaag, 1995). En un PES de placa-alambre en húmedo, el sistema de lavado se localiza encima de los electrodos (EPRI, 1992).



VI.2.1.4. PES de Tubo-Alambre

En un PES de tubo-alambre, un alambre que funciona como el electrodo de descarga atraviesa a lo largo del eje de un tubo largo, el cual sirve como electrodo recolector. Los alambres con pesas están suspendidos de un marco en la parte superior del PES. Los tubos pueden ser cilíndricos, cuadrados o hexagonales. Previamente, sólo se utilizaban los tubos cilíndricos; los tubos cuadrados y hexagonales han crecido en popularidad recientemente. El espacio entre los tubos cilíndricos crea bastante superficie de recolección desperdiciada. Los tubos cuadrados y hexagonales pueden empacarse con mayor proximidad entre sí, de manera que la pared interior de un tubo es la pared exterior de otro (Steinsvaag, 1995). Esta situación se ilustra en la figura 31.

Los recolectores de tubo-alambre son muy efectivos para las velocidades bajas de flujo de gas y para recolectar neblinas (eliminador de neblinas). Pueden utilizar métodos de limpieza en seco o en húmedo, pero la vasta mayoría son lavados por un enjuague líquido. Tal como con los recolectores de placa-alambre, el mecanismo de limpieza en un PES de tubo-alambre se localiza por encima de los electrodos. Estos tubos son por lo general de 6 a 12 pulgadas de diámetro y de 6 a 15 pies de longitud.

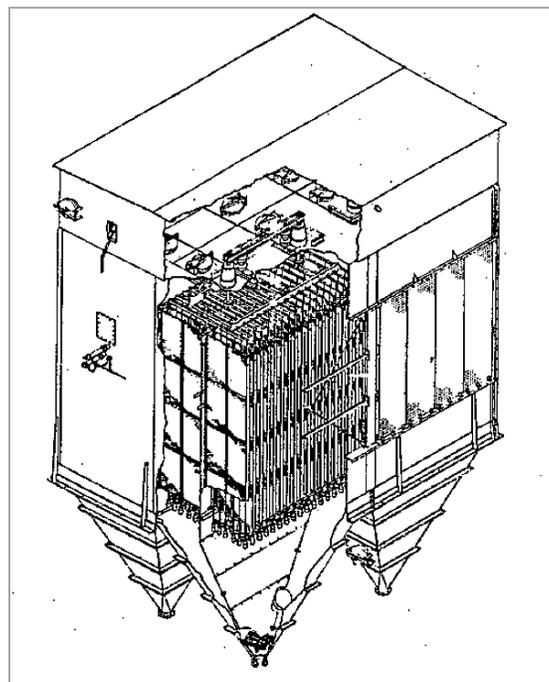


Figura 30. Precipitador electrostático de Placa-Alambre

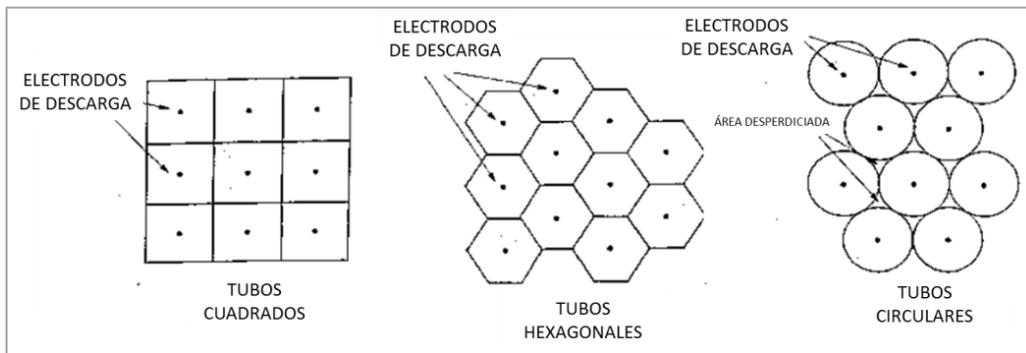


Figura 31. Arreglos de tubería cuadrada, hexagonal y circular para Precipitadores de Tubo-Alambre.

VI.2.1.5. Otros diseños de PES

Placa de marco rígido. Este diseño de PES es muy parecido al PES de placa-alambre, con la excepción de que el electrodo de descarga es un marco rígido, en vez de una serie de alambres con pesas, que es colocado entre las placas. El marco soporta a los electrodos de descarga de alambre. Este tipo de PES opera de la misma manera que el de placa-alambre y puede ser en seco o en húmedo. En general, el diseño rígido de marco es más durable que los alambres con pesas, pero tiene un costo inicial (capital) más alto. Los marcos rígidos se han vuelto el diseño preferido en algunas industrias, tales como la de pulpa y papel. La figura 32 proporciona un ejemplo de un PES de placa-marco rígido.

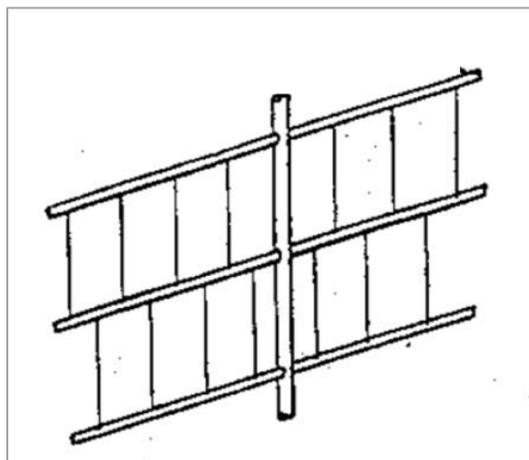


Figura 32. Electrodo de marco rígido.



Distanciamiento ancho entre las placas. Las superficies de flujo entre las placas de un PES de placa-alambre convencional generalmente varían entre 8 y 12 pulgadas de ancho. Una mejora reciente en estas unidades ha sido un distanciamiento entre las placas de hasta 20 pulgadas de ancho. El distanciamiento amplio resulta en una mayor fuerza del campo recolector debido al aumento resultante en una carga espacial, una densidad de corriente más uniforme, y velocidades de migración más altas. Una mayor variación en la geometría del electrodo de descarga también es posible con el distanciamiento ancho entre las placas, reduciendo así el tamaño y el costo total del PES (Scholtens, 1991).

Variaciones del electrodo. Además de los marcos rígidos, existen varias otras variaciones de electrodos que no son tan comunes. En algunos casos, los electrodos de descarga completamente rígidos son preferidos por encima de los alambres con pesas o los marcos rígidos con alambres. Otros diseños de electrodos de descarga son alambres cuadrados, alambres de púas, tiras aserradas de metal, y tiras de metal con agujas a intervalos regulares. Las púas, el aserrado y las agujas en los electrodos de descarga ayudan a establecer un campo eléctrico uniforme. En algunos casos, se usan placas planas como electrodos tanto de descarga como de recolección. Los electrodos recolectores son modificados con frecuencia con trabas para mejorar el flujo de gas y la recolección de partículas. Algunos PES utilizan una malla metálica en vez de placas planas como electrodos recolectores. Algunos ejemplos de electrodos de descarga se muestran en la figura 33.

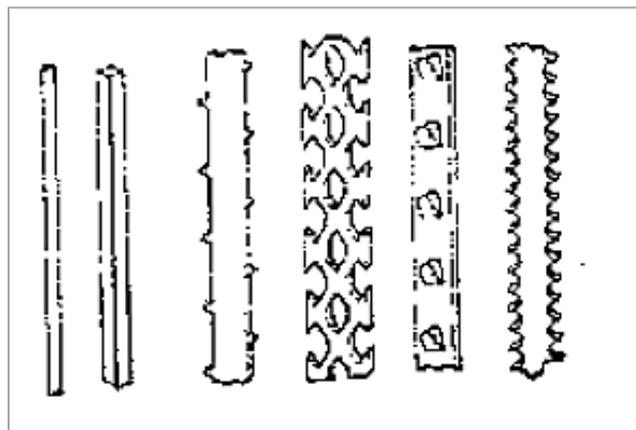


Figura 33. Varios diseños de electrodos de descarga.



Placa concéntrica. En este diseño, el PES consiste en cilindros verticales que están acomodados concéntricamente y actúan como electrodos recolectores. Las paredes de los cilindros son enjuagadas continuamente por una película delgada de líquido la cual es suministrada por un sistema por encima de los electrodos. Los electrodos de descarga están hechos de malla alámbrica localizada entre los cilindros. Este tipo de PES es operado únicamente como un PES en húmedo.

PES de dos etapas. Todos los diseños de PES mencionados anteriormente han sido PES de una sola etapa. En un PES de una sola etapa, el cargado y la recolección de las partículas toma lugar simultáneamente en el mismo lugar físico. Los PES de dos etapas son diferentes en cuanto a que el cargado de las partículas se realiza en una sección separada que antecede a la recolección. Los PES de dos etapas son los más apropiados para cargamentos de polvo bajos y partículas finas. Se utilizan con frecuencia para limpiar el aire en edificios.

VI.2.2. Eficiencia de recolección

Los precipitadores electrostáticos son capaces de recolectar más del 99 por ciento de todos los tamaños de partículas. La eficiencia de recolección experimenta efectos por varios factores incluyendo la resistividad del gas, la temperatura del gas, la composición química (del polvo y del gas), y la distribución del tamaño de las partículas.

La resistividad de un polvo es la medida de su resistencia a la conducción eléctrica y tiene un gran efecto en el rendimiento de los PES en seco. La eficiencia de un PES está limitada por la fuerza del campo eléctrico que puede generar, la cual a su vez depende del voltaje aplicado a los electrodos de descarga. El voltaje máximo que puede ser aplicado se determina por el voltaje de chispa. A este voltaje, un camino entre los electrodos de descarga y de recolección es ionizado y se produce la chispa. Los polvos altamente resistivos aumentan la producción de chispas, lo cual fuerza al PES a operar a voltajes más bajos. La efectividad de un PES disminuye como resultado del voltaje de operación reducido (EPRI, 1992).



Los polvos de alta resistividad también mantienen su carga eléctrica por un período de tiempo relativamente largo. Esta característica vuelve difícil la remoción del polvo de los electrodos recolectores. Para desprender el polvo, la intensidad del golpeo debe ser aumentada. El golpeo de alta intensidad puede dañar el PES y causar un reencauzamiento severo, conduciendo a una eficiencia de recolección reducida. El polvo de baja resistividad también puede tener un impacto negativo sobre el rendimiento de los PES. El polvo de baja resistividad pierde su carga rápidamente una vez que es recolectado. Cuando los electrodos recolectores son limpiados, aún con un golpeo ligero, puede ocurrir un reencauzamiento serio.

La temperatura y la composición química del polvo y de la corriente de gas son factores que pueden influenciar la resistividad del polvo. La corriente es conducida a través del polvo mediante dos maneras, la conducción por volumen y la conducción por superficie. La conducción por volumen se lleva a cabo a través del material mismo, y depende de la composición química del polvo. La conducción por superficie ocurre a través de gases o líquidos adsorbidos por las partículas, y depende de la composición química de la corriente de gas. La resistividad del volumen aumenta con el aumento de la temperatura y es la fuerza resistente dominante a temperaturas por encima de aproximadamente 350°F. La resistividad de la superficie disminuye con el aumento de la temperatura y predomina a temperaturas por debajo de alrededor de 250°F. Entre 250 y 350°F, la resistividad del volumen y de la superficie ejercen un efecto combinado, siendo la resistividad total la más alta en este intervalo de temperatura (EPRI, 1992), (U.S. EPA, 1997).

Para la ceniza de carbón, la resistividad de la superficie es muy influenciada por el contenido de azufre del carbón. Los carbones bajos en azufre tienen una resistividad alta, porque hay una adsorción reducida de los gases conductivos (tales como el SO_3) por la ceniza de carbón. La eficiencia de recolección para polvos de alta resistencia puede ser mejorada con el acondicionamiento químico del gas de escape que involucra la adición de pequeñas cantidades de sustancias químicas dentro de la corriente del gas. Las sustancias químicas típicas incluyen el bióxido de azufre (SO_2), el amoníaco (NH_3), y el carbonato de sodio. Estas sustancias químicas proporcionan gases conductivos que pueden reducir sustancialmente la resistividad de la superficie de la ceniza flotante (Rikhter, 1991). La resistividad también puede ser reducida por medio de la inyección de vapor o agua dentro de la corriente de gas.



En general, los PES en seco operan de la manera más eficiente con resistividades entre 5×10^3 y 2×10^{10} ohm-cm. EL diseño y la operación de un precipitador electrostático es difícil para las resistividades de polvo por encima de 1011 ohm-cm.² La resistividad del polvo por lo general no es un factor para los PES en húmedo. La distribución del tamaño de las partículas tiene un impacto sobre el rendimiento total de un PES. En general, las partículas más difíciles de recolectar son aquellas con diámetros aerodinámicos entre 0.1 and 1.0 μm . Las partículas entre 0.2 y 0.4 μm generalmente muestran la mayor penetración. Esto es más probablemente un resultado de la región de transición entre el cargado de difusión y de campo. La figura proporciona curvas de eficiencia de recolección acumulativa para los PES que operan en las industrias de servicios públicos, cobre, y hierro y acero. Las curvas fueron derivadas de los factores de emisión (U.S. EPA, 1995).

La Tabla 19 presenta las eficiencias de recolección acumulativas para la PM_{10} y la $\text{PM}_{2.5}$.

Tabla 19. Eficiencias de recolección de PM_{10} y $\text{PM}_{2.5}$ acumulativa para PES en calderas de carbón, operaciones primarias de cobre y operaciones de producción de hierro y acero.

Aplicación	Eficiencia de recolección (%) PM_{10}	Eficiencia de recolección (%) $\text{PM}_{2.5}$
Calderas alimentadas con carbón		
Fondo seco (bituminoso)	97.7	96.0
Fogonero extendedor (bituminoso)	99.4	97.7
Fogonero extendedor (antracita)	98.4	98.5
Operaciones primarias de cobre		
Rostizador de forjado múltiple	99.0	99.1
Fundición reverberatoria	97.1	97.4

VI.2.3. Aplicabilidad

Aproximadamente el 80 por ciento de todos los PES en los Estados Unidos son utilizados en la industria eléctrica de servicio público. Muchos PES también son usados en las industrias de papel y pulpa (7 por ciento), cemento y otros minerales (3 por ciento), hierro y acero (3 por ciento), y metales no ferrosos (1 por ciento). La Tabla 20 enumera las aplicaciones comunes de los PES (U.S. EPA, 1996).

Tabla 20. Algunas aplicaciones industriales típicas de los Precipitadores electrostáticos.

Aplicación	Tipo de PES
Calderas de servicios públicos (carbón, petróleo)	PES en seco, Placa-Alambre
Calderas industriales (carbón, petróleo, madera, residuos líquidos)	PES en seco, Placa-Alambre
Calderas comerciales/institucionales (carbón, petróleo, madera)	PES en seco, Placa-Alambre
Manufactura química	Específico del sitio
Procesamiento de metales no ferrosos (primario y secundario)	
Cobre	PES en Seco, PES en Húmedo, Placa-Placa, Placa-Alambre, Tubo-Alambre, Placa de Marco Rígido
Plomo	PES en Seco, PES en Húmedo, Placa-Placa, Placa-Alambre, Tubo-Alambre, Placa de Marco Rígido
Zinc	PES en Seco, PES en Húmedo, Placa-Placa, Placa-Alambre, Tubo-Alambre, Placa de Marco Rígido
Aluminio	PES en Seco, PES en Húmedo, Placa-Alambre, Tubo-Alambre, Placa de Marco Rígido
Incineración	PES en Seco, Placa-Alambre, Placa Marco Rígido
Madera, pulpa y papel	PES en Seco, Placa-Alambre, Placa Marco Rígido

Las características del polvo pueden ser un factor limitante en la aplicabilidad de los PES en seco a varias operaciones industriales. Las partículas pegajosas o húmedas y las nieblas pueden ser recolectadas fácilmente, pero con frecuencia pueden ser difíciles de remover de los electrodos recolectores de los PES en seco. Los polvos con resistividades muy altas tampoco son apropiados para la recolección en PES en seco. Los PES en seco son susceptibles a hacer explosión en aplicaciones en donde se encuentran polvos inflamables o explosivos.



Los PES en húmedo pueden recolectar partículas pegajosas y nieblas, tanto como polvos altamente resistivos o explosivos. Los PES en húmedo generalmente no están limitados por las características del polvo, pero están limitados por las temperaturas del gas. Típicamente, las temperaturas de operación de los PES en húmedo no pueden exceder 170°F. Cuando se recolecta un polvo valioso que puede ser vendido o reciclado dentro del proceso, los PES en húmedo tampoco pudieran ser deseables, ya que el polvo es recolectado como un sedimento lodoso en húmedo que con gran probabilidad necesitaría un tratamiento adicional.

Por lo general los precipitadores electrostáticos no son apropiados para el uso en procesos que son altamente variables, ya que los cambios frecuentes en las condiciones de operación con probabilidad degradarían el rendimiento del PES. Los precipitadores electrostáticos también son difíciles de instalar en sitios que tienen espacio limitado debido a que los PES deben ser relativamente grandes para obtener las bajas velocidades de gas necesarias para la recolección eficiente de partículas.

VI.2.4. Costos

La total capital cost - TCI (inversión de capital total) para un sistema de PES incluye los costos de la estructura del PES, partes internas, golpeadores, fuente de poder, equipo auxiliar y los costos directos e indirectos usuales asociados a la instalación o colocación de equipo nuevo de control. Estos costos, en dólares del segundo trimestre de 1987, se describen en las siguientes secciones (U.S. EPA, 1990).

VI.2.4.1. Costo del Equipo

Costos del PES

Se consideran cinco tipos de PES: placa-alambre, placa plana, húmedo, tubular y de dos etapas. Los costos básicos para los dos primeros se toman de la Figura 34, la cual proporciona los precios brida-a-brida, colocados en el campo, basados en el área de placa requerida y en un diseño de electrodo rígido. Esta área de placa se calcula de la información de dimensionamiento proporcionada previamente para los cuatro tipos. Se hacen ajustes para las opciones estándar listadas en la Tabla 21. Los costos para PES tubulares/húmedos se discuten más abajo en Tendencias Actuales y los costos para precipitadores de dos etapas están dados en una subsección posterior. Los costos están



basados en un número de cotizaciones reales. Se han ajustado líneas por mínimos cuadrados a las cotizaciones, una para tamaños entre 50,000 y 100,000 ft² y una segunda para tamaños entre 10,000 y 50,000 ft². Se da una ecuación para cada línea. No deben usarse extrapolaciones por debajo de 10,000 o por encima de 1,000,000 ft². El lector no debe sorprenderse si se obtienen cotizaciones que difieran de estas curvas tanto como ± 25 por ciento. Se pueden tener ahorros importantes solicitando cotizaciones múltiples. Todas las unidades incluyen el envolvente del PES, tolvas piramidales, electrodos rígidos y placas internas de recolección, conjuntos de transformador rectificador (TR) y controles microprocesadores, golpeadores y polines de soporte (piernas), para claros de 4 pies debajo de las descargas de la tolva. La curva más abajo es la unidad básica sin las opciones estándar. La curva más arriba incluye las opciones estándar (vea la Tabla 21) que son normalmente utilizadas en un sistema moderno. Estas opciones agregan aproximadamente 45 por ciento al costo básico del equipo de brida-a-brida. Los costos del aislante son para 3 in de fibra de vidrio instalada en el campo, encasillada en una piel de metal y aplicada en el exterior de todas las áreas en contacto con la corriente de gas. El aislante de los conductos, de la cubierta de los ventiladores y de la chimenea deben calcularse separadamente.

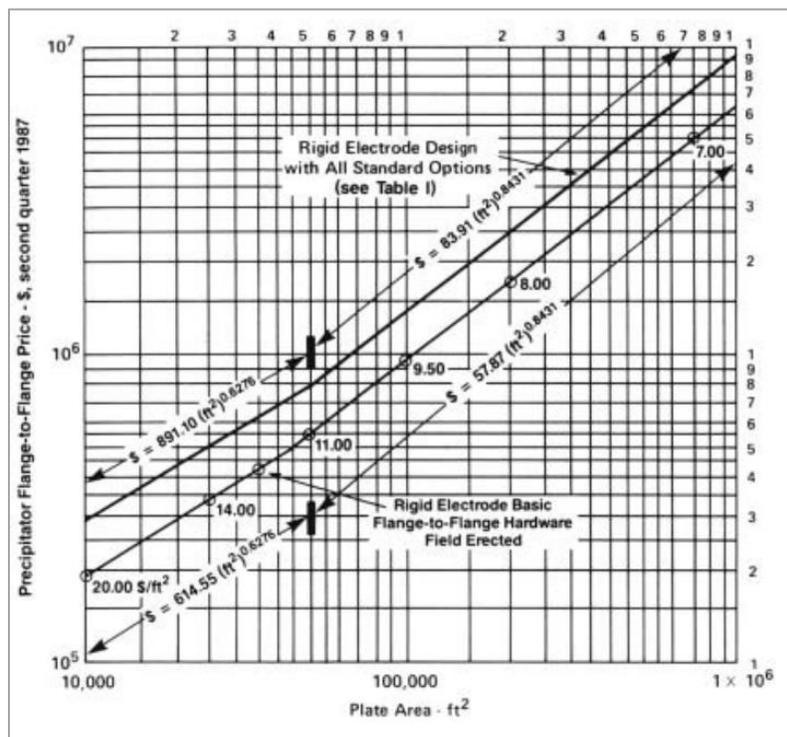


Figura 34. Precio de compra de brida-a-brida de un PES del tipo Seco vs área de placa.



Impacto de las alternativas de diseño de los electrodos

Todos los tres diseños electrodo rígido, alambre con pesas y marco rígido pueden emplearse en la mayoría de las aplicaciones. Cualquier diferencial de costo entre diseños dependerá de la combinación de la experiencia del proveedor y de los factores específicos del sitio que determinan los factores de tamaño del equipo. El diseño de marco rígido costará hasta 25 por ciento más si el mástil o altura de la placa está restringida a los mismos utilizados en otros diseños. Varios proveedores pueden ahora proporcionar colectores de marco rígido con placas más largas y así, el diferencial de costo puede aproximarse a cero. El diseño de alambre con pesas utiliza espaciamientos de placa más estrechos y más electrodos internos de descarga. Este diseño está siendo menos empleado: y por lo tanto, su costo se está incrementando y actualmente es aproximadamente el mismo que para el colector de electrodo rígido. Por debajo de cerca de 15,000 ft² de área de placa, los PES son de diseño diferente y normalmente no son armados en el sitio y los costos serán significativamente diferentes de los valores extrapolados de la Figura 34.

Impacto de los materiales de construcción: espesor del metal y acero inoxidable

Las condiciones de operación corrosivas u otras adversas pueden sugerir una especificación de secciones de metal más grueso en el precipitador. Los incrementos razonables en las secciones de metal resultan en incrementos mínimos del costo. Por ejemplo, las placas de recolección son construidas típicamente de acero mediano calibre 18. La mayoría de los fabricantes de PES pueden incrementar el espesor de la sección en 25 por ciento sin cambios importantes en el diseño ni incrementos en los costos de manufactura de más de poco por ciento. Los cambios en el tipo de material puede incrementar el costo de compra del PES desde cerca de 30 a 50 por ciento con placas de recolección y paredes del precipitador de acero inoxidable tipo 304, y hasta varios cientos de por ciento para materiales más caros utilizados para todos los elementos del PES. En base al costo del acero inoxidable tipo 304, pueden utilizarse para otros materiales los factores aproximados proporcionados en la Tabla 22:



Tabla 21. Opciones estándar para equipo básico.

Opción	Adición al costo (%)
1 Boquillas a la entrada y a la salida y placas difusoras	8-10
2 Auxiliares a la campana/calentadores, detectores de nivel	8-10
3 Cubiertas contra el clima y accesos a escaleras	8-10
4 Soportes estructurales	5
5 Aislante	8-10
Total de opciones 1 a 5	1.37-1.45 x Base

Tabla 22. Materiales empleados para los PES.

Material	Factor
Acero inoxidable, 316	1.3
Carpenter 20CB-3	1.9
Monel-400	2.3
Niquel-200	3.2
Titanio	4.5

En la Tabla 23 se enlistan los costos (total y por acfm), para varios volúmenes de gas y eficiencias de remoción para PES Húmedos. Para volúmenes de gas mayores, pueden utilizarse múltiples módulos. Los precios están basados en módulos “ensamblados en fábrica”.

Tabla 23. Eficiencias de remoción para Precipitadores electrostáticos húmedos.

Volumen saturado (acfm)	80% eficiencia		85% eficiencia		90% eficiencia		95% eficiencia	
	Precio (\$x1000)	Precio (\$/acfm)						
10,000	315	31.5	327	32.7	339	33.9	365	36.5
15,000	342	22.8	355	23.7	378	25.5	408	27.2
20,000	369	18.5	385	19.3	412	20.6	451	22.6
25,000	398	16.0	423	17.0	448	18.0	-	-
30,000	427	14.3	441	14.7	-	-	-	-
35,000	442	12.7	-	-	-	-	-	-



Factor de Costo de Reconversión

Se incrementan los costos de un PES cuando se tratan de instalaciones de reconversión, debido a la necesidad común de remover algo para hacer espacio para el nuevo PES. También, los conductos usualmente son mucho más caros. El trazado de los conductos es con frecuencia obstruido por la estructura existente, se requieren soportes adicionales y las áreas confinadas hacen la colocación más intensiva en mano de obra y más tardada. Los costos son específicos del sitio, sin embargo, para propósitos de estimación, puede usarse un multiplicador de reconversión de 1.3 a 1.5 aplicado a la inversión de capital total. Este multiplicador puede ser seleccionado dentro de este rango, basado en la relativa dificultad de la instalación.

VI.2.4.2. Costo total de equipo comprado

El costo total de equipo comprado de un sistema de PES, es la suma de los costos del PES, opciones, equipo auxiliar, instrumentos y controles, impuestos y fletes. Estos últimos tres artículos generalmente se toman como porcentajes de un costo total estimado de los primeros tres artículos. Los valores típicos, son 10 por ciento para instrumentos y controles, 3 por ciento para impuestos y 5 por ciento para fletes.

Los costos de equipo estándar y de otras opciones pueden variar desde 0 hasta más de 150 por ciento del costo del sólo PES, dependiendo del sitio y de los requerimientos de aplicación. Otros factores que pueden incrementar el costo del PES están dados en la tabla 24.

Tabla 24. Factores que incrementan el costo de PES

Item	Factor	Aplicado en:
Electrodo de marco rígido con altura de placa restringida	1.0-1.25	PES capa base
Placas colectoras de acero inoxidable tipo 304 y paredes precipitadoras	1.3-1.5	PES capa base
Construcción total de acero inoxidable	2-3	PES capa base
ESP con hoppers	1.1	PES capa base
Instalaciones de reconversión	1.3-1.5	PES inversión total de capital



VI.2.4.3. Inversión de Capital Total (TCI)

La TCI es estimada de una serie de factores aplicados al costo de equipo comprado para obtener costos directos e indirectos de instalación. La TCI es la suma de estos tres costos. Los factores requeridos están dados en la Tabla 25. Debido a que el PES puede variar desde unidades pequeñas anexas a edificios existentes, hasta estructuras grandes, separadas, no están dados los factores específicos para preparación del sitio ni para los edificios. Sin embargo, los costos para edificios pueden ser obtenidos de referencias tales como *Means Square Foot Costs* (Costos Medios por Pie Cuadrado). El terreno, el capital de trabajo y los servicios fuera del sitio están excluidos de la tabla, porque normalmente no se requieren. Para instalaciones muy grandes, sin embargo, pueden necesitarse y pueden ser estimados según se vayan necesitando. Los factores dados en la Tabla 25 son para condiciones promedio de instalación, p.ej., sin problemas inusuales con el movimiento de tierra en el sitio, acceso, embarques o estructuras que interfieran. Puede verse considerable variación con circunstancias de instalación diferentes a las promedio. Para precipitadores de dos etapas comprados como sistema en paquete, varios de los costos en la Tabla 25 podrían ser reducidos grandemente o eliminados. Estos incluyen instrumentos y controles, cimientos y soportes, colocación y manejo, pintura y estudios de modelo. Un factor de instalación de 0.20 B a 0.25 B sería algo más apropiado para PES de dos etapas.

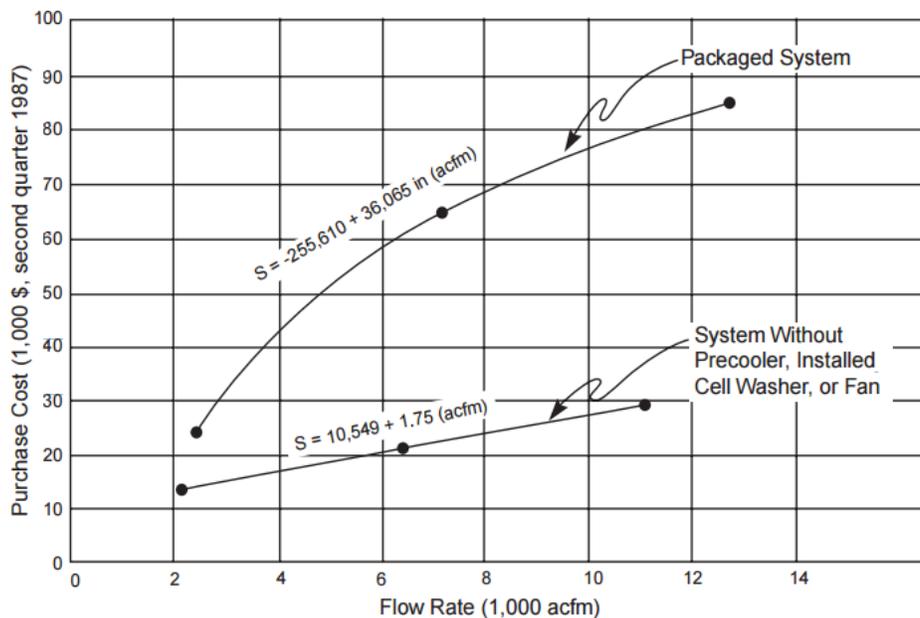


Figura 35. Costos de compra de Precipitadores de dos etapas, dos celdas.



Tabla 25. Factores de costo capital para PES.

Artículo de costo	Factor
Costos Directos	
Costo de Compra de equipo	
PES + equipo auxiliar	Como estimado, A
Instrumentacion	0.10 A
Impuestos de venta	0.03 A
Transporte	0.05 A
Costo de equipo comprado, PEC	B = 1.18 A
Costos de instalación directos	
Cimientos & soportes	0.04 B
Manejo & erección	0.50 B
Eléctrico	0.08 B
Plomería	0.01 B
Aislamiento de ductos	0.02 B
Pintura	0.02 B
Costos de instalacion directos	0.67 B
Preparacion de terreno	Como requerido, SP
Edificios	Como requerido, Bldg.
Total de Costos Directos, DC	1.67 B + SP + Bldg.
Costos Indirectos (instalación)	
Ingeniería	0.20 B
Gastos de construcción y terreno	0.20 B
Tarifas de contratista	0.10 B
Inicio	0.01B
Prueba de Desempeño	0.01 B
Estudio de modelo	0.02 B
Contingencias	0.03 B
Total de Costos Indirectos, IC	0.57 B
Inversión Total de Capital= DC + IC	2.24 B + SP + Bldg.

VI.2.4.4. Costos Directos Anuales

Los costos directos anuales incluyen la mano de obra de operación y de supervisión, los materiales de operación, reemplazo de los golpeadores y de los electrodos, mantenimiento (mano de obra y materiales), servicios, disposición del polvo y tratamiento de aguas residuales para PES húmedos. La mayoría de estos costos se discuten individualmente más adelante. Estos varían considerablemente con la localización y el tiempo y, por esta razón, deben obtenerse a conveniencia del sistema de PES específico que esté siendo costeadado.



Mano de obra de operación y de supervisión

Es necesaria una operación apropiada del PES para cumplir con las regulaciones aplicables a la emisión de partículas y asegurar costos mínimos. Un PES es una pieza de equipo cara. Aún el equipo bien diseñado se deteriorará rápidamente si es mantenida impropiamente y tendrá que ser reemplazada mucho antes de lo que debiera ser necesario. No solo puede la operación y el mantenimiento apropiados ahorrar dinero del operario, tal programa de operación y mantenimiento puede también contribuir a las buenas relaciones con la agencia que gobierna el control de la contaminación, mostrando buena fe con esfuerzos para cumplir con las regulaciones en materia de aire.

Aun cuando cada planta tiene sus propios métodos para conducir un programa de operación y mantenimiento, la experiencia ha mostrado que las plantas que asignan a un individuo la responsabilidad de coordinar todas las piezas del programa, operan mejor que aquellas en donde diferentes departamentos cuidan solo una cierta porción del programa. Los departamentos separados tienen poco conocimiento de cómo su porción impacta a todo el programa. En otras palabras, una planta necesita un individuo que coordine la operación, mantenimiento y corrija los componentes de su programa de PES, si espera tener una operación relativamente libre de problemas. El coordinador es típicamente un ingeniero que reporta al gerente de planta e interactúa con los supervisores de mantenimiento y de procesos de la planta, el laboratorio y el departamento de compras. En compañías de más de una planta, será responsable de todos los PES. La porción de su tiempo total que este individuo gasta en el PES, se convierte entonces en un gasto de operación del PES. Esto puede expresarse como:

$$AC = X(LCC)$$

donde:

AC = costo anual de coordinación (\$/año)

X = fracción del tiempo total gastado en PES

LCC = costo anual de la mano de obra individual del coordinador de PES (\$/año)



Además de los costos de coordinación, los requerimientos típicos de mano de obra de operación son de 1/2 a 2 horas por turno para un amplio rango de tamaños de PES. Las unidades pequeñas o las que funcionan bien pueden requerir menos tiempo y las unidades muy grandes o las problemáticas pueden requerir más tiempo. La mano de obra de supervisión se toma como 15 por ciento de la mano de obra de operación.

Materiales de operación

Generalmente no se requieren materiales de operación para los PES. Una excepción es el uso de agentes pre-acondicionantes del gas para el control de la resistividad del polvo.

Mantenimiento

Los costos de la mano de obra del mantenimiento de rutina del PES pueden ser estimados utilizando datos proporcionados por los fabricantes. Si tales datos no están disponibles, puede utilizarse el siguiente procedimiento. En base a los datos para un colector de 100,000 ft², se estima que la mano de obra de mantenimiento requiere de 15 h/ semana, 44 semanas/año. Con un costo de mano de obra directa de \$12.50/h, se establece un costo anual estimado de mano de obra de mantenimiento de \$8,250 o \$0.0825/ft² de área del colector. Esta relación puede suponerse lineal arriba de un tamaño de colector de 50,000 ft² y constante en \$4,125 por debajo de este tamaño. Al costo de mano de obra de mantenimiento debe agregársele el costo de materiales de mantenimiento. En base al análisis de la información del proveedor, los costos anuales de los materiales de mantenimiento se estiman como 1 por ciento del costo de brida-a-brida del precipitador comprado:

$$MC = 0.001(FCC) + \text{costo de mano de obra}$$

donde:

MC = costo anual de mantenimiento (\$/año)

FCC = Costo brida-a-brida del PES comprado (\$)

$\text{costo de mano de obra} = \$4,125$ si $A < 50,000 \text{ ft}^2$

0.825 si $A > 50,000 \text{ ft}^2$

A = área de placa del PES (ft²)



Electricidad

Se requiere energía para operar los ventiladores del sistema, los conjuntos transformador-rectificador (TR) y el equipo de limpieza.

Combustible

Si el PES o los conductos asociados son calentados para prevenir condensación, el costo del combustible puede ser calculado según se requiera. Estos costos pueden ser importantes, pero pueden ser difíciles de predecir. Para los métodos para calcular los requerimientos de transferencia de calor, vea Perry.

Agua

El enfriamiento de los gases del proceso para pre-acondicionamiento puede hacerse por dilución con aire, evaporación con agua o intercambio de calor con equipo normal. El enfriamiento por aspersion requiere consumo de agua de la planta (los intercambiadores también pueden requerir agua), aunque los costos usualmente no son importantes. El consumo de agua en un PES húmedo se estima en 5 gal/min-kacfm para grandes unidades de una sola etapa y en 16 gal/min-kacfm para precipitadores de dos etapas.

Aire Comprimido

Los PES pueden usar aire comprimido a presiones cerca de 60 a 100 psig para los martillos de operación.

Disposición de polvos

Si el polvo recolectado no puede reciclarse ni venderse, debe confinarse o disponerse de alguna otra manera. Los costos típicamente pueden estar entre \$20/ton o \$30/ton para residuos no peligrosos, excluyendo transporte. El confinamiento de residuos peligrosos puede costar hasta 10 veces más. Los costos de disposición son altamente específicos del sitio y dependen de la distancia de transporte al confinamiento, tarifas de manejo y cuotas de descarga de lo dispuesto (volteo).

Tratamiento de Agua Residual

Como se indicó antes, el uso de agua en PES húmedos es cerca de 5 gal/min-kacfm.[45] El costo de tratamiento del agua residual resultante puede variar desde cerca de \$1.30 a \$2.15/ 1,000 gal dependiendo de la complejidad del sistema de tratamiento.



Costos de Acondicionamiento

La adaptación de información en calderas de servicios [49] sugiere que el acondicionamiento con SO₃ para PES grandes (2.6 x 10⁶ acfm), cuesta desde cerca de \$1.60/106 ft³ de gas procesado para un quemador de azufre proporcionando 5 ppm de SO₃, hasta cerca de \$2.30/106 ft³ (en dólares del primer trimestre de 1987), para un sistema de SO₂ líquido proporcionando 20 ppm de SO₃.

VI.2.4.5. Costos Indirectos Anuales

La recuperación de capital, los impuestos prediales, seguros, gastos administrativos ("G&A") y otros gastos son ejemplos de costos indirectos anuales. La recuperación de capital está basada en la vida del equipo y en la tasa de interés anual empleada. (Vea la Sección 1 para una discusión completa del costo de recuperación de capital y las variables que lo determinan). Para PES, la vida del sistema varía desde 5 a 40 años, siendo lo típico 20 años. Por lo tanto, cuando se calcula el costo de recuperación del capital del sistema, uno debe basarlo en la inversión de capital total. En otras palabras:

$$CRS_s = TCI \times CFR_s$$

donde:

CRS_s = costo de recuperación de capital para un sistema PES (\$/año)

TCI = inversión total de capital (\$)

CRF_s = factor de recuperación de capital para un sistema de PES

VI.2.4.6. Recuperación de créditos

Para procesos que pueden reutilizar el polvo recolectado en el PES o que pueden vender el polvo en un mercado local, tal como ceniza volátil vendida como agregado de mezclas para pavimentar, debe tomarse un crédito. Tal como se usa más adelante, este crédito (RC) aparece como un costo negativo.



VI.2.4.7. Costo Total Anual

El costo total anual por poseer y operar un sistema PES es la suma de los componentes listados de las Sub-secciones anteriores:

$$TAC = DC + IC - RC$$

donde:

TAC = costo total anual (\$)

DC = costo directo anual (\$) IC = costo indirecto anual (\$)

RC = créditos recuperados (anual) (\$)

VI.3. Lavadores de gases (Wet scrubbers)

Un lavador de gases es un dispositivo de control de la contaminación del aire que remueve partículas y gases ácidos de las corrientes de gases residuales de fuentes fijas. Los contaminantes son removidos principalmente a través del impacto, difusión, intercepción y/o absorción del contaminante sobre pequeñas gotas de líquido. El líquido conteniendo al contaminante, es a su vez recolectado para su disposición. Hay numerosos tipos de torres de limpieza húmedas las cuales remueven tanto el gas ácido como las partículas. En esta sección se discute el diseño y el costo de los lavadores de gases para el control de PM_{10} y $PM_{2.5}$.

Las eficiencias de recolección de los lavadores de gases varían con la distribución del tamaño de partícula de la corriente del gas residual. En general, la eficiencia de control disminuye a medida que el tamaño de la MP disminuye. Las eficiencias de recolección también varían con el tipo de lavador utilizado. Las eficiencias de control varían desde más del 99% en lavadores por venturí hasta 40-60% (o menores) en torres de aspersion sencillas (Schiffner & Hesketh, 1996). Las mejoras en el diseño de las torres de limpieza húmedas han aumentado las eficiencias de control en el rango submicrométrico.



Los sistemas de lavadores de gases tienen ciertas ventajas sobre los precipitadores electrostáticos (PES) y las casas de bolsas. Las torres de limpieza húmedas son más pequeñas y compactas que las casas de bolsas o los PES. Tienen costos de capital más bajo y costos equiparables de operación y mantenimiento (OyM). Los lavadores de gases son particularmente útiles en la remoción de MP con las siguientes características:

- Material pegajoso y/o higroscópico (materiales que absorben agua fácilmente);
- Materiales combustibles, corrosivos y explosivos;
- Partículas que son difíciles de remover en su forma seca;
- Partículas en presencia de gases solubles;
- Partículas en las corrientes de gases residuales con alto contenido de humedad.

Los lavadores de gases tienen numerosas aplicaciones industriales incluyendo calderas industriales, incineradores, procesadores de metales, producción de sustancias químicas, producción de asfalto y producción de fertilizantes.

La desventaja principal de los lavadores de gases es que la mayor eficiencia de control se logra a expensas de una mayor caída de presión a través del sistema de control (Davis, 2000) Otra desventaja es que están limitadas a temperaturas y razones de flujo de gas residual más bajas que en los PES. Los diseños actuales de las torres de limpieza húmedas aceptan razones de flujo de aire de más de 47 metros cúbicos por segundo (m^3/s) (100,000 pies cúbicos reales por minuto -*actual cubic feet per minute (acfm)*) y temperaturas de hasta 400°C (750°F). Otra desventaja es que generan residuos en forma de lodo, el cual requiere tratamiento y/o disposición. Por último, pueden resultar problemas de corrosión corriente abajo o de visibilidad de pluma, a menos que la humedad añadida sea removida de la corriente de gas.



VI.3.1. Mecanismos de captura

Las partículas hacen contacto con las pequeñas gotas de líquido en los lavadores de gases a través de varios mecanismos. El impacto es el principal mecanismo de captura. Cuando el gas residual se aproxima a una gota de agua, éste fluye a lo largo de las líneas de corriente alrededor de la gota. Las partículas con suficiente inercia mantienen su trayectoria de flujo y se impactan con la gota. Debido a su masa, las partículas con diámetros mayores de 10 μm son generalmente recolectadas por impacto (U.S. EPA, 1997). El flujo turbulento aumenta la captura por impacto. Las partículas dominadas por las fuerzas de arrastre del fluido siguen la corriente del gas residual. Sin embargo, las partículas que pasan suficientemente cerca de una gota de agua son capturadas por intercepción; captura debida a la tensión superficial de la gota. Las partículas de aproximadamente 1.0 a 0.1 μm de diámetro son sujetas a intercepción (Schnelle & Brown, 2002). Aumentando la densidad de las gotas en la aspersión, se aumenta la intercepción (Schiffner & Hesketh, 1996). Las partículas de tamaño muy pequeño están sujetas al movimiento Browniano; movimiento irregular causado por colisiones aleatorias con moléculas de gas. Estas partículas son capturadas por las gotas de agua a medida que se difunden a través del gas residual. La recolección debida a la difusión es más importante para partículas menores de 0.5 μm de diámetro (Schiffner & Hesketh, 1996). Los mecanismos de captura que se utilizan con menos frecuencia incluyen la condensación y la electrostática. En la limpieza por condensación, se satura una corriente de gas con vapor de agua y se captura la partícula cuando el agua se condensa sobre la partícula (U.S. EPA, 1997). En la limpieza electrostática, se aumenta el contacto colocando una carga electrostática en la partícula, en la gota o en ambas (Davis, 2000).



VI.3.2. Tipos de lavadores de gases

VI.3.2.1. Torres de aspersión

El tipo más simple de lavador es la torre de aspersión. En una torre de aspersión, el aire cargado de partículas entra a una cámara donde hace contacto con el vapor de agua producido por boquillas de aspersión. Las torres pueden colocarse tanto en la trayectoria vertical como en la horizontal del flujo de gas residual. La aspersión del líquido puede dirigirse en contra del flujo del gas, en la misma dirección del flujo del gas, o perpendicular al flujo de gas. En la Figura 36 se muestra un ejemplo de una cámara de aspersión vertical a contra corriente. El flujo de gas entra al fondo de la torre y fluye hacia arriba. El agua es asperjada hacia abajo desde las boquillas montadas en las paredes de la torre o montadas en un arreglo al centro de la torre. Las pequeñas gotas de agua capturan las partículas suspendidas en el flujo de gas por medio de impacto, intercepción y difusión. Las gotas lo suficientemente grandes para caer por gravedad, se recolectan al fondo de la cámara. Las gotas que permanecen atrapadas en el flujo del gas son recolectadas en un eliminador de rocío corriente arriba de las boquillas (Davis, 2000).

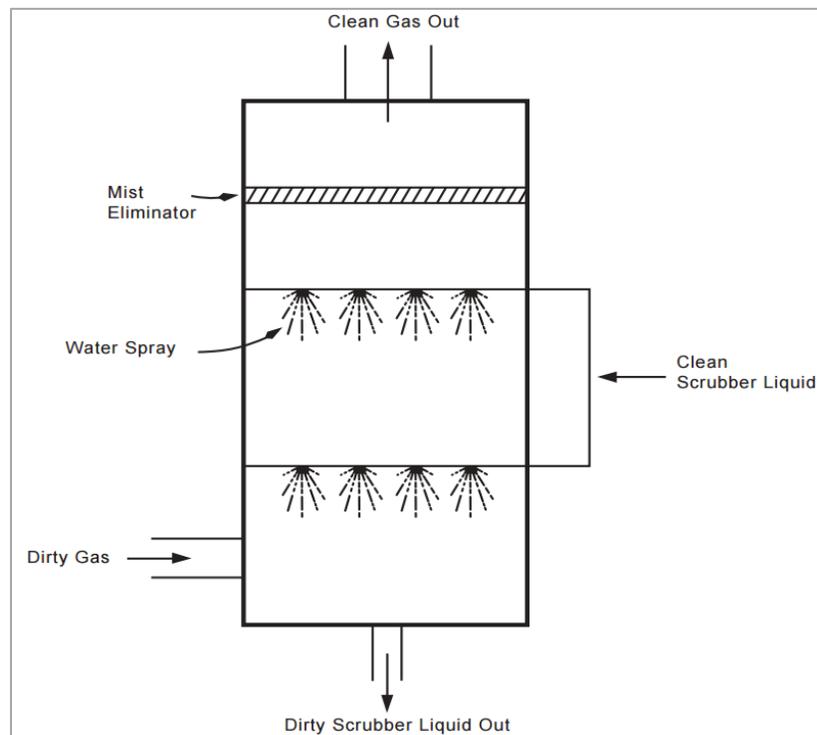


Figura 36. Torre de aspersión.



Las torres de aspersión dependen principalmente de la recolección de partículas por impacto; por lo tanto, tienen eficiencias de recolección altas para partículas gruesas. Las eficiencias de remoción típicas para una torre de aspersión pueden ser tan altas como 90% para partículas de más de 5 μm . Las eficiencias de remoción para partículas de 3 a 5 μm de diámetro varían de 60 a 80%. Por debajo de 3 μm , las eficiencias de remoción declinan a menos de 50%. Las aplicaciones de las torres de aspersión incluyen el control de emisiones de partículas de operaciones de molienda, operaciones con pigmentos y control de polvo en plantas de fertilizante. Las torres de aspersión también pueden ser empleadas para el control de partículas en secadores de agregados en las plantas de asfalto (Schiffner & Hesketh, 1996).

Las torres de aspersión tienen costos de capital más bajos que los otros tipos de lavadores. Además, las torres de aspersión tienen generalmente un consumo menor de electricidad y no son propensas al ensuciamiento, de manera que su costo de operación también es más bajo (Cooper & Alley, 1994). Los costos de operación de las torres de aspersión aumentan en aplicaciones para partículas finas, porque dichos sistemas requieren de una razón de líquido a gas altas (más de 20 galones por 1000 pies cúbicos ($\text{gal}/1000 \text{ ft}^3$)). Los flujos de gas típicos para torres de aspersión son de 1 a 47 m^3/s estándar (1,500 a 100,000 pies cúbicos estándar por minuto - *standard cubic feet per minute* (scfm)) (U.S. EPA, 1990).

VI.3.2.2. Torres de aspersión ciclónica

La torre de aspersión ciclónica difiere del diseño de la torre de aspersión en que la corriente del gas residual fluye a través de la cámara en un movimiento ciclónico. El movimiento ciclónico es producido al posicionar la entrada del gas tangencial a la pared de la cámara limpiadora o al colocar espas giratorias dentro de la cámara de limpieza. La entrada del gas es ahusada, de manera que su velocidad aumenta a medida que entra en la torre. El líquido limpiador es rociado desde unas boquillas en una tubería central (de entrada tangencial) o desde la parte superior de la torre (aspas giratorias) (Schiffner & Hesketh, 1996). En la Figura 37 se muestra un diagrama de una torre de aspersión ciclónica con una entrada tangencial (Wark, et al., 1998). Las gotas de líquido atrapadas en la corriente de gas experimentan una fuerza centrífuga que resulta del movimiento rotatorio de la corriente de gas, causando que migren hacia las paredes de la torre (Davis, 2000). Las gotas se impactan contra la pared de la torre y caen al fondo de la misma. Las



gotas que permanecen atrapadas en el gas residual pueden ser removidas con un eliminador de rocío.

Las torres de aspersión ciclónicas tienen eficiencias de recolección más altas que las torres de aspersión sencillas debido a la mayor velocidad relativa entre las gotas y el gas residual en una torre ciclónica. Las eficiencias de recolección para este tipo de limpiadores son tan altas como de 95% para partículas mayores de 5 μm y de 60% a 75% para partículas submicrométricas.

Las aplicaciones típicas son para el control de polvo en plantas de fertilizante, operaciones de molienda y en las fundidoras (Schiffner & Hesketh, 1996). Las razones de flujo de gas varían de 1 a 47 m^3/s (1,500 a 100,000 pies cúbicos estándar por minuto (scfm)) y el suministro de potencia para un limpiador ciclónico es generalmente de 1 a 3.5 caballos de fuerza por 1000 pies cúbicos por minuto (hp/ 1000 cfm -horse power per 1000 cubic foot per minute) (U.S. EPA, 1990). Los costos de capital y de operación y mantenimiento son ligeramente más altos en las torres de aspersión ciclónicas debido a su diseño más complejo.

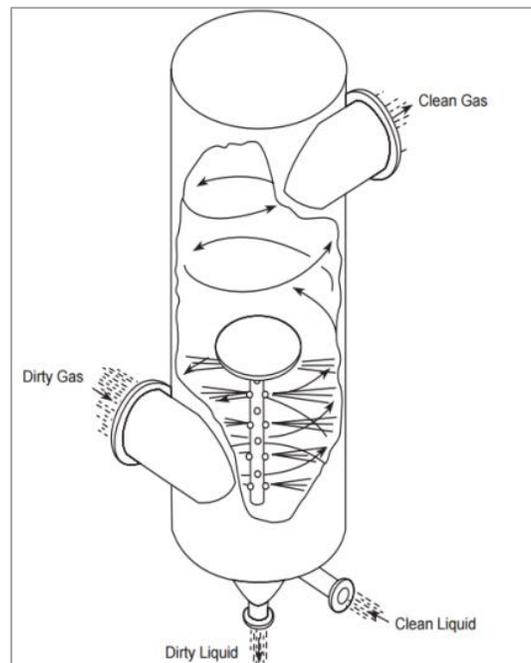


Figura 37. Torre de limpieza de aspersión ciclónica.



VI.3.2.3. Torres de limpieza dinámica

Las torres de limpieza dinámica se conocen también como torres de limpieza asistidas mecánicamente o desintegradores. Este tipo de torre de limpieza es similar a las torres de aspersión, pero con la adición de un rotor impulsado por electricidad que corta el líquido limpiador en gotas finamente dispersas. El rotor puede colocarse dentro o fuera de la torre, conectado por un conducto. Un eliminador de rocío o un separador ciclónico remueven el líquido y las partículas capturadas. La mayoría de los sistemas de limpieza dinámicos humidifican el gas residual corriente arriba del rotor para reducir la evaporación y la deposición de partículas en el área del rotor (Schiffner & Hesketh, 1996).

Las torres de aspersión dinámicas remueven eficientemente las partículas finas, pero la adición de un rotor al sistema de limpieza aumenta los costos de mantenimiento. Las partículas grandes desgastan los rotores y la corriente de gas húmeda los corroe. En ocasiones, un dispositivo de pre-tratamiento, tal como un ciclón, precede a una torre de limpieza dinámica para remover las partículas grandes del flujo de gas residual (Wark, et al., 1998). El consumo de electricidad también es alto en este tipo de torres de limpieza, de 4 a 10 kilowatts (kW) por 1000 acfm (Wark, et al., 1998). Las torres de limpieza dinámicas generalmente pueden tratar razones de flujo de gas entre 1,000 y 50,000 scfm. Las eficiencias de recolección para las torres de limpieza dinámicas son similares a aquellas de las torres de limpieza de aspersión ciclónica. Los costos de capital y los de operación y mantenimiento (OyM), son moderadamente más altos que los costos de las torres de aspersión sencillas debido al rotor.



VI.3.2.4. Torres de bandejas

Las torres de limpieza de bandejas consisten de una torre vertical con varias bandejas perforadas montadas horizontalmente dentro de la torre. El gas entra a la torre por el fondo y viaja hacia arriba a través de orificios en las bandejas, mientras que el líquido limpiador fluye desde arriba y a través de cada bandeja. El gas se mezcla con el líquido que fluye sobre las bandejas, proporcionándose más contacto gas-líquido que en los diseños de las torres de aspersión. La velocidad del gas previene que el líquido fluya hacia abajo a través de las perforaciones en la bandeja. Las bandejas de impacto se lavan continuamente para limpiarlas de las partículas recolectadas por el líquido que fluye. Las torres de bandejas están diseñadas para permitir acceso a cada una de las bandejas para limpieza y mantenimiento (Wark, et al., 1998). Las partículas grandes puede tapar las perforaciones, por lo tanto, algunos diseños colocan deflectores de impacto corriente arriba de cada perforación para remover las partículas grandes antes de que el gas residual entre por la abertura (Wark, et al., 1998). A este tipo de torre de bandeja se le refiere como torre de limpieza de bandeja de impacto o torre de limpieza de impacto. Las torres de bandejas no remueven efectivamente las partículas submicrométricas, sin embargo, son posibles eficiencias de recolección de 97% para partículas de más de 5 μm (Cooper & Alley, 1994). Las torres de bandejas también remueven eficazmente los gases solubles; por lo tanto son útiles cuando se debe remover partículas y gases contaminantes. Las aplicaciones típicas incluyen los hornos para cal, calderas que queman bagazo y cortezas y las industrias de metales secundarios (Schiffner & Hesketh, 1996). Las razones de flujo de gas para los diseños de torres de bandejas están generalmente entre 1,000 y 75,000 scfm. La relación de líquido a gas es baja comparada con la de las torres de aspersión y las torres de limpieza por venturí, porque el líquido de limpieza está esencialmente estático (Schiffner & Hesketh, 1996). Los costos de capital y de OyM de las torres de bandejas y de impacto son moderadamente más altos que los de las torres de aspersión sencillas.



VI.3.2.5. Torres de limpieza por venturí

Una torre de limpieza por venturí tiene un canal de flujo “convergente y divergente”. En este tipo de sistema el área de la sección transversal del canal disminuye y luego aumenta a lo largo del canal. En la Figura 38 se presenta una torre de limpieza por venturí. Al área más angosta se le refiere como la “garganta”. En la sección convergente, la disminución del área causa que la velocidad del gas residual y la turbulencia aumenten. El líquido de limpieza es inyectado dentro de la torre de limpieza ligeramente corriente arriba de la garganta o directamente en la sección de la garganta. El líquido limpiador es atomizado por la turbulencia en la garganta, mejorando el contacto gas-líquido. La mezcla gas-líquido se desacelera a medida que se mueve a través de la sección divergente, causando impactos adicionales de partículas y gotas de agua y la aglomeración de las gotas. Las gotas de líquido son entonces separadas de la corriente de gas en una sección de arrastre, que típicamente consiste de un separador ciclónico y un eliminador de rocío (U.S. EPA, 1997).

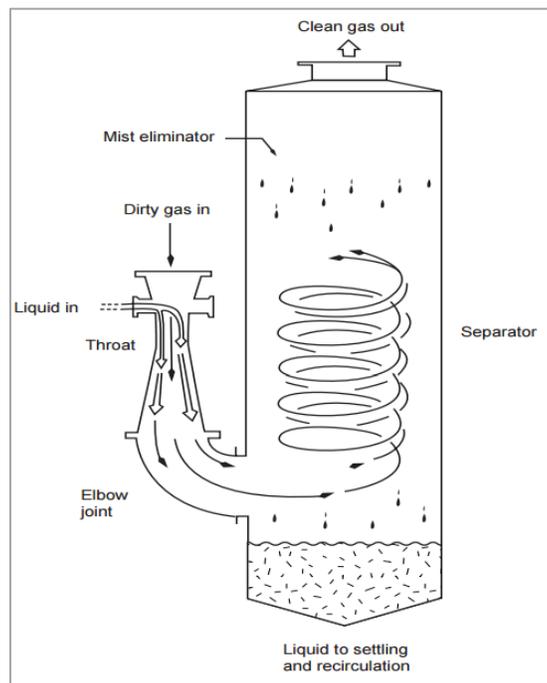


Figura 38. Torre de Limpieza por venturí con separador de ciclón y eliminador de rocío.



VI.3.2.6. Torres de limpieza de orificio

En una torre de limpieza de orificio, también conocida como torre de limpieza por impacto, la corriente de gas fluye sobre la superficie de un líquido de limpieza. A medida que el gas se impacta sobre la superficie del agua, arrastra pequeñas gotas de líquido. El gas residual fluye entonces hacia arriba y entra en un orificio con una abertura más angosta que la del conducto. El orificio induce turbulencia en el flujo, lo cual atomiza las gotas arrastradas. Las gotas atomizadas capturan las partículas de la corriente del gas. Una serie de deflectores remueven entonces a las gotas, las cuales caen en la superficie del líquido que está abajo. Algunas torres de limpieza de orificio tienen orificios ajustables para controlar la velocidad del gas. Las torres de limpieza de orificio pueden manejar razones de flujo de gas de hasta 50,000 scfm y cargas de partículas de hasta 23 g/m³ (10 gramos por pie cúbico estándar)). La ventaja principal de este tipo de torres de limpieza es la eliminación de una bomba de recirculación para el líquido limpiador, la cual contribuye bastante a los costos operacionales en la mayoría de los diseños de torres de limpieza (Wark, et al., 1998). La desventaja principal es la dificultad de remover el lodo residual. En la mayoría de los diseños de torres de limpieza, el residuo se descarga continuamente por el fondo de la torre. Las torres de limpieza de orificio emplean una superficie estática de líquido limpiador, de manera que el lodo residual es removido con un eyector de lodos, el cual opera como una banda transportadora. El lodo se sedimenta en el eyector, el cual lo transporta hacia afuera de la torre de limpieza. Las torres de limpieza de orificio no se emplean ampliamente, pero se han utilizado en secadores, recipientes de cocción, operaciones de molienda y trituración, operaciones de recubrimientos (recubrimiento de píldoras, vidriado de cerámicas), ventilación (ventilación de silos, operaciones de descarga) y manejo de material (estaciones de transferencia, mezcla, descarga y empaque). Éste tipo de torres de limpieza puede remover efectivamente partículas de más de 2 µm de diámetro, con eficiencias de control fluctuando del 80 al 99%. Aunque las torres de limpieza de orificio pueden ser diseñadas como unidades de alta energía, la mayoría son construidas para servicio de baja energía. Los costos de capital y los de OyM son significativamente más altos que los costos para torres de aspersión sencillas.



VI.3.2.7. Otros diseños

Las torres de limpieza empacadas son torres que contienen un lecho de material de empaque. El material de empaque proporciona una gran superficie húmeda para el contacto gas-líquido. El líquido de limpieza se introduce por la tapa de la torre y fluye hacia abajo a través del empaque, cubriendo el empaque y formando una película fina. Los materiales de empaque están disponibles en una variedad de formas, cada una con características específicas con respecto al área de superficie, la caída de presión, el peso, la resistencia a la corrosión y el costo. Las torres empacadas son usadas más frecuentemente para la adsorción de gas en lugar de la remoción de MP, porque las altas concentraciones de partículas pueden acumularse en el empaque y obstruir la torre (Wark, et al., 1998). En una torre de limpieza por condensación, las partículas actúan como núcleos de condensación para la formación de pequeñas gotas de agua. Primero, la corriente de gas se satura con vapor de agua. También puede inyectarse vapor para aumentar aún más la relación de humedad. La inyección de rocío de agua y/o vapor crea una condición de súper-saturación que resulta en la condensación de agua sobre las partículas en la corriente de gas. Las gotas son removidas por un dispositivo convencional, tal como un eliminador de rocío. Las torres de limpieza por condensación pueden remover efectivamente las partículas finas y tienen eficiencias de recolección por encima del 99%. Sin embargo, la torre puede remover solamente cantidades relativamente pequeñas de polvo debido a las cantidades de saturación y condensación que son capaces de mantenerse en el flujo de gas. Las torres de limpieza por condensación son generalmente destinadas a ser utilizadas corriente abajo de otra torre de limpieza que ha removido previamente las partículas mayores de 1 μm de diámetro. La limpieza por condensación es una tecnología relativamente nueva y está disponible comercialmente en forma limitada [6]. Su aplicación más frecuente es en incineradores de residuos peligrosos o de residuos biológico infecciosos. Las torres de limpieza cargadas aumentan la remoción al colocar una carga electrostática en las gotas de agua, en las partículas o en ambas, antes de entrar a la torre. Estas torres emplean usualmente un diseño convencional, tales como una torre de aspersion. Las partículas pueden cargarse negativamente o positivamente, dándole a las gotas la carga opuesta. Los precipitadores electrostáticos (PES) húmedos son dispositivos similares, los cuales combinan un PES con un líquido en flujo para limpiar continuamente las placas electrostáticas [1]. Las torres de limpieza disponibles comercialmente emplean una amplia gama de variaciones de



diseño, incluyendo varias tecnologías híbridas. Por ejemplo, unos cuantos fabricantes ofrecen torres de limpieza por venturí con múltiples gargantas. Otros fabricantes combinan las torres de limpieza húmedas con otros tipos de removedores de partículas tales como casas de bolsas o PES.

VI.3.3. Configuración y operación de las torres de limpieza por venturí

118

Hay tres tipos básicos de torres de limpieza por venturí. La diferencia principal entre las configuraciones es la energía requerida para limpiar el gas residual y transportarlo a través de la unidad. En un venturí convencional, un dispositivo externo, típicamente un ventilador de tiro inducido (TI), transfiere la energía a la corriente gas-líquido. El ventilador puede ser situado corriente arriba o corriente abajo de la unidad del venturí. El diseño básico de una torre de limpieza por venturí es muy eficiente en remover las PM_{10} tanto desde un punto de vista económico como técnico. En un venturí de “chorro” o “eyector”, se inyecta un líquido a presión en la garganta. Este tipo de venturí opera con bajas caídas de presión, generalmente unas cuantas pulgadas de columna de agua. Un venturí de chorro tiene eficiencias de recolección más bajas para partículas finas que un venturí convencional. Un venturí de “alta energía” proporciona una eficiencia de recolección mayor para partículas finas y submicrométricas. Un sistema de alta energía utiliza un ventilador de tiro inducido grande para crear una caída de presión alta en el lado del gas, 30 pulgadas de columna de agua o mayor. Esto aumenta significativamente la velocidad del gas residual antes de entrar en la garganta y resulta en altas eficiencias de recolección. Sin embargo, los costos de capital y las necesidades de energía eléctrica son más altos para los sistemas de alta energía que para un venturí convencional. Los sistemas de venturí pueden ser instalados en la trayectoria horizontal o vertical del flujo de gas residual. Pueden ser comprados como paquete, montadas sobre tarimas o como unidades erguidas en el campo. Los materiales de construcción para los componentes del sistema incluyen el acero al carbón, acero inoxidable, aleaciones dúplex, plástico reforzado con fibra de vidrio o acero revestido. Las propiedades del gas residual determinan cual material es el más apropiado para una aplicación dada. Se pueden incorporar más de un tipo de material en un sistema de venturí si fuera necesario.



En la Figura 39 se presenta el esquema de un sistema por venturí. Los componentes básicos del sistema de una torre de limpieza por venturí son:

- sistema de almacenamiento y distribución de líquido;
- sistema de inyección de líquido;
- sección de la garganta del venturí;
- cámara de recolección con eliminador de rocío;
- sistema de recolección y disposición de líquido residual;
- instrumentación y controles;
- equipo auxiliar.

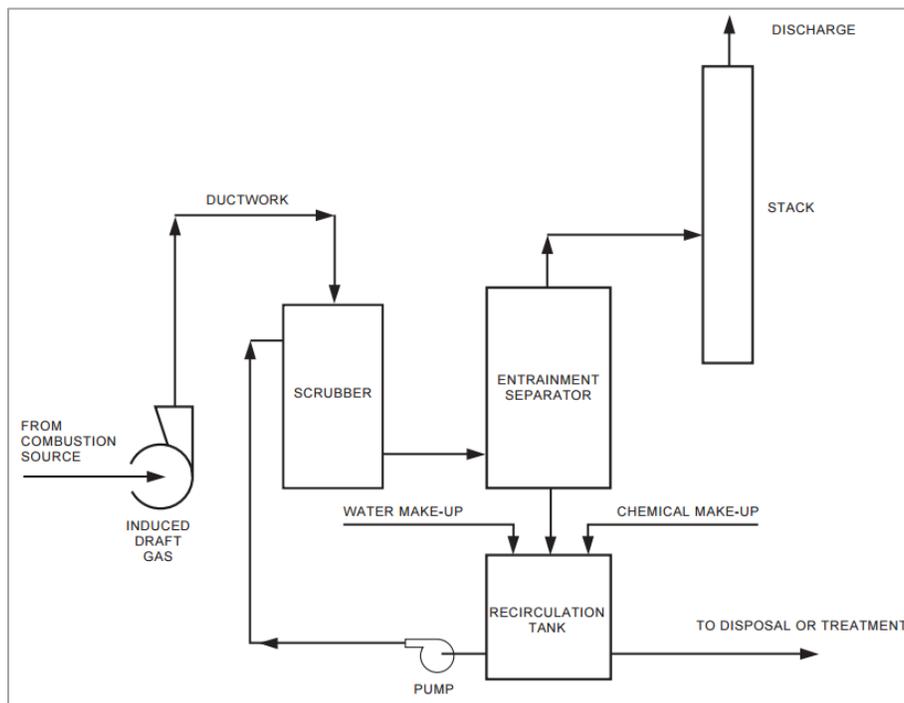


Figura 39. Esquema de un sistema de torre de limpieza por venturí.

Cada uno de éstos componentes se discuten en las siguientes secciones.



VI.3.3.1. Sistema de almacenamiento y distribución de líquido

El sistema de almacenamiento y distribución de líquido consiste de un tanque de recirculación, bomba, filtros, válvulas, tuberías, manómetros de presión y medidores de flujo. La mayoría de los sistemas están diseñados como sistemas recirculables, lo que significa que el líquido limpiador gastado es recirculado a través del sistema. Puesto que el líquido limpiador es reciclado, su contenido de sólidos aumenta a medida que se recolectan partículas. La concentración de sólidos en un sistema recirculable debe mantenerse por debajo del límite de diseño o no podrán mantenerse las características. Para reducir la concentración de sólidos, se purga del sistema una porción del líquido y se agrega líquido limpiador fresco. El volumen de líquido de “reemplazo” también incluye el volumen del agua que se pierde debido a la evaporación por el gas residual caliente. Se debe diseñar el tamaño del tanque para proporcionar operación continua y minimizar el cambio frecuente de líquido. Un sensor en el tanque monitorea el nivel del líquido. Puede incorporarse al diseño de la torre un sistema automatizado para añadir el líquido. Sin embargo, sobreestimar el tamaño del tanque y la adición del sistema automatizado de reemplazo del líquido incrementan los costos de capital y la complejidad del sistema. El incremento en los costos de capital debe ser evaluado contra el costo de O y M de operar manualmente el sistema de almacenamiento y distribución del líquido. Los sólidos pueden removerse del líquido limpiador utilizando varios diferentes métodos. En uno de los métodos, el líquido se alimenta por gravedad hacia una serie de filtros localizados corriente arriba de la bomba para remover los sólidos. Generalmente, el filtro es construido de acero inoxidable y es removible para su limpieza y mantenimiento. Con frecuencia se incluyen en el sistema un filtro de repuesto y una serie de válvulas de segregación para facilitar la limpieza de los filtros mientras el sistema opera. Otros métodos de remoción de sólidos incluyen los ciclones líquidos o los tanques de sedimentación.

Después de salir del tanque, el líquido de limpieza fluye hacia una bomba para aumentar la presión y la razón de flujo a los valores requeridos para la operación apropiada del sistema de venturí. Los manómetros de presión y las válvulas de flujo corriente abajo de la bomba monitorean el flujo del líquido y la operación de la bomba. Puede agregarse un sistema de control de retroalimentación para automatizar el control de la bomba.



VI.3.3.2. Sistema de inyección de líquido

El diseño del sistema de inyección de líquido promueve la mezcla del gas residual y del líquido limpiador en el venturí. Existen dos sistemas básicos para inyectar el líquido limpiador en el sistema de venturí: tuberías abiertas (también conocido como el “enfoque húmedo”) y las boquillas de aspersion. Los sistemas de inyección generalmente están localizados en el conducto del gas residual, directamente corriente arriba de la sección de la garganta del venturí. En ambos sistemas, el líquido es inyectado en la misma dirección de la corriente del gas residual. La mayoría de los sistemas de inyección son construidos de acero inoxidable o de otro material no corrosivo.

En un sistema de tuberías abiertas, varias tuberías de diámetro pequeño alimentan el líquido limpiador hacia dentro de la sección del conducto. Las tuberías inyectan el líquido tangencialmente, a lo largo de las paredes del conducto o radialmente contra placas de deflectores. El agua fluye hacia abajo, cubriendo las paredes del conducto. El sistema de tuberías se diseña de manera que toda el área de superficie de la sección es inundada con líquido de limpieza. Esto asegura que no haya una zona de transición seca/húmeda. Las áreas secas/húmedas resultan en una acumulación de sólidos en la pared del conducto que interfieren con la operación de la torre de limpieza. El gas cargado con polvo entra a la torre verticalmente desde arriba e inmediatamente golpea contra la película de agua de limpieza. Algo de separación de partículas del gas residual toma lugar en ésta área.

En la sección de la garganta, la corriente del gas residual se vuelve turbulenta y el líquido se rompe para formar una dispersión de pequeñas gotas. Los sistemas de tuberías abiertas tienen costos de capital y de OyM más bajos que los de boquillas de aspersion debido a su diseño más sencillo.

A los sistemas de boquillas de aspersion se les conoce a veces como “venturís de chorro” o “venturís de eyección”. Estos sistemas inyectan el líquido a través de las boquillas para crear un patrón de aspersion de gotas finas. Las gotas pueden producirse neumáticamente o hidráulicamente utilizando diseños especiales de boquillas. Aunque las boquillas de aspersion mejoran la mezcla entre el líquido y el gas residual, generalmente



tienen costos de capital y de operación más altos que los sistemas de tuberías abiertas debido a la mayor potencia requerida de la bomba para éste tipo de sistemas.

En los venturís de chorro, las boquillas pueden montarse en la pared del conducto o pueden localizarse en la sección transversal del conducto. Para áreas de garganta de más de un pie de ancho, debe localizarse una boquilla de aspersión en el centro del conducto para asegurar un contacto líquido-partículas adecuado (Schiffner & Hesketh, 1996). Las boquillas pueden ser construidas de acero inoxidable o de materiales más especializados tales como estelita y cerámica (Advanced Air Technologies, Inc., 2002). Debido a que las boquillas son propensas al taponamiento y a la abrasión en condiciones de cargas altas de partículas, éste tipo de sistema requiere un suministro de líquido limpio para prevenir el atascamiento (Wark, et al., 1998). Las altas temperaturas y velocidades del gas pueden dañar las boquillas, consecuentemente, deben diseñarse para ser removidas para su limpieza y reemplazo.

VI.3.3.3. Sección de la garganta del venturí

La garganta consiste de la porción más angosta de la sección convergente-divergente del venturí. Es aquí donde la velocidad y la turbulencia del gas residual son mayores. En la garganta, el gas residual rompe al líquido de limpieza en una distribución de alta densidad de gotas finas.

Estas gotas recolectan la MP principalmente a través del impacto. El gas residual y el líquido limpiador pasan entonces a la sección divergente donde disminuye la velocidad, causando más impacto y aglomeración de líquido. Parte de la energía impartida al sistema líquido-gas es recuperada como presión de gas en la sección divergente. Sin embargo, la energía total del sistema disminuye debido a la fricción y a otras pérdidas mecánicas. Esta pérdida es medida como la disminución de presión través de la sección convergente-divergente del venturí, referida como caída de presión, ΔP .

Existe un número de diferentes configuraciones que están disponibles comercialmente, incluyendo la garganta fija, la garganta variable, la garganta múltiple, garganta variable anual, múltiples gargantas y de etapas múltiples. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta esquemas de una garganta fija, una garganta variable con compuerta, una garganta variable anual y una garganta múltiple.



El venturí de garganta fija es el tipo más simple de venturí. La sección de la garganta puede ser circular o rectangular, dependiendo de la forma del conducto del sistema actual de gas residual. Las gargantas rectangulares están limitadas generalmente a una anchura de aproximadamente 10 pulgadas debido a consideraciones de mezclado. Las gargantas fijas circulares son utilizadas típicamente en aplicaciones de alta presión (Schiffner & Hesketh, 1996).

Un venturí de garganta variable cambia el área de sección transversal de la garganta por medio del uso de una compuerta ajustable. Hay varios diseños de compuertas incluyendo tapones cónicos, discos y cuchillas. El área de la garganta del venturí es aumentada o disminuida por las compuertas cuando cambian las condiciones del gas residual de entrada. Esto permite que el venturí mantenga la misma velocidad en la garganta y, por lo tanto, la misma eficiencia de recolección aún con fluctuaciones en las condiciones del flujo del gas residual. Puede incorporarse un sistema de control en el dispositivo de garganta variable para ajustarse automáticamente a cambios en el flujo de gas. El ajuste automático de la garganta es usado típicamente donde las condiciones de flujo varían ampliamente y se requieren ajustes frecuentes. La complejidad de una garganta variable aumenta el costo de capital y de OyM del venturí.

Un venturí de garganta múltiple es un conjunto de venturís paralelos en una sección del conducto. Las gargantas son creadas por rodillos fijos o placas planas localizadas a través de la sección transversal del conducto. El número de gargantas y su amplitud varían entre diseños. La mayoría de los sistemas tienen gargantas del orden de 1 a 2 pulgadas de ancho (Schiffner & Hesketh, 1996). Las gargantas pueden diseñarse como fijas o variables. Este tipo de diseño no sólo disminuye el área de la garganta pero aumenta el área mojada por el venturí, resultando en una eficiencia de recolección más alta. Los sistemas de venturí de múltiples gargantas funcionan eficientemente en aplicaciones de baja presión.

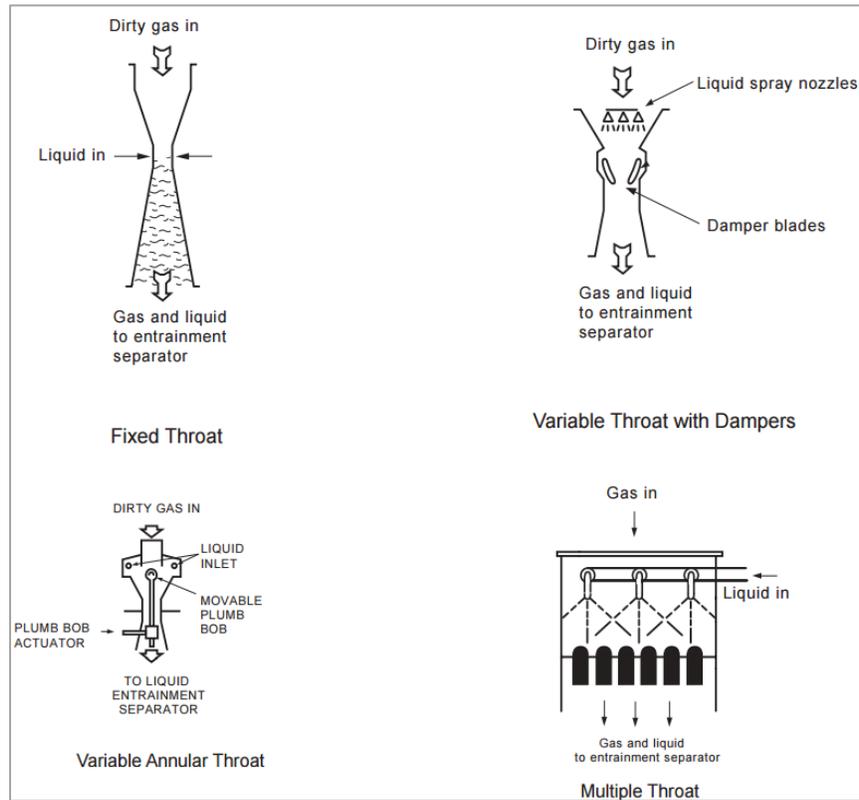


Figura 40. Configuraciones de gargantas de venturí.

Un venturí de múltiples etapas es simplemente una serie de torres de limpieza por venturí. Este tipo de sistema puede tener dos formas básicas. El primer tipo es un conjunto de gargantas de venturí en serie, las cuales comparten una cámara de recolección y un sistema de inyección de líquido comunes. Las gargantas están compuestas de conjuntos de aspas o deflectores dentro de una sección del conducto. El segundo tipo de venturí de múltiples etapas coloca un conjunto de 2-19 torres de limpieza por venturí individuales en series, cada uno con su propia cámara de recolección y sistema de inyección de líquido.



VI.3.3.4. Cámara de recolección y eliminador de rocío

Después de haber pasado a través de la sección del venturí, el líquido limpiador y el gas residual entran a la cámara de recolección que separa del gas residual las gotas de líquido-partículas arrastradas. Una porción de gotas se asienta vía gravedad hacia el fondo de la cámara. Las gotas que permanecen arrastradas en el gas residual son removidas generalmente con un eliminador de rocío. Para drenar el residuo líquido-partículas de la cámara, se coloca una salida al fondo de la cámara de recolección. La cámara de recolección puede ser un diseño de torre sencilla, una torre con deflectores interiores o un ciclón. Los diseños de deflectores y de ciclón aumentan la remoción de líquido y de partículas de la corriente de gas residual usando impacto así como la gravedad. Sin embargo, resultan en caídas de presión de gas residual mayores y cuestan más que una torre sencilla. Los eliminadores de rocío remueven entre 90% y 99% de las gotas de líquido de la corriente del gas residual (Schiffner & Hesketh, 1996). Existen dos diseños básicos, los eliminadores de rocío cheveron y los de empaque de malla. Las gotas se recolectan en las aspas cheveron o en la malla. Cuando las gotas son lo suficientemente grandes, caen por gravedad o por capilaridad. Los eliminadores de rocío de empaque de malla pueden taparse con las partículas, por lo tanto, los diseños cheveron se aplican más frecuentemente. La caída de presión a través del eliminador de rocío es baja, de 0.5 a 1.0 pulgadas de agua (*inches of water column-in w.c.*). Todos los eliminadores de rocío requieren de lavados periódicos para remover las partículas acumuladas (Schiffner & Hesketh, 1996). En muchos sistemas de venturí, la dirección del flujo a través de la sección del venturí es hacia abajo. Después de haber pasado a través del venturí, el flujo se torna horizontal antes de entrar a la cámara de recolección. El cambio de dirección del flujo de alta velocidad resulta en una disminución de la presión del gas residual y en abrasión de la junta del codo debido a la fricción. Para minimizar éstos efectos, varios diseños de venturí utilizan un “codo inundado”, un conducto acodado con un volumen de agua o de líquido limpiador en el fondo. El líquido en el conducto acodado disminuye la fricción y recolecta las gotas pesadas del flujo de gas residual.



VI.3.3.5. Recolección y disposición del líquido residual

El líquido limpiador gastado se drena por el fondo de la cámara hacia el tanque de recirculación. Una porción del líquido es drenada del sistema para limitar la concentración de sólidos de 20% a 30% en peso (Vatavuk, 1990). El efluente está en forma de un lodo con alto contenido de sólidos y, en algunas aplicaciones, puede contener material peligroso. El efluente no peligroso puede ser tratado en un sistema de aguas residuales existente o por un contratista externo. El líquido es separado del residuo sólido y el agua es reusada o desechada. El sólido o el lodo remanente es confinado en rellenos sanitarios si es inerte y no es tóxico. El gas residual que contiene partículas peligrosas requiere tratamiento y/o la disposición del lodo como residuo peligroso. El costo anual de la disposición de residuo peligroso es una función directa de la razón de flujo de agua residual, del contenido de sólidos suspendidos y de la naturaleza peligrosa del residuo (p.ej. 2-20 inflamable, tóxica, corrosiva, etc.). Los costos de disposición incluyen los costos de análisis de laboratorio, costos de transporte y el costo del tratamiento, destrucción, confinamiento u otros métodos de disposición. Debido a la gran variabilidad de costos de disposición, estos costos no se incluyen como parte de los costos anuales.

VI.3.3.6. Equipo auxiliar

Generalmente se requiere un ventilador de tiro inducido para compensar la pérdida de presión en un sistema de venturí de baja energía. Los ventiladores aumentan marginalmente el costo de capital del sistema de venturí pero aumentan grandemente los costos de OyM debido al uso de electricidad y a los requisitos de mantenimiento del ventilador. La demanda de potencia del ventilador varía de 3 a 12 hp/1000 cfm (Davis, 2000). El ventilador de tiro inducido puede ser colocado ya sea corriente arriba o corriente abajo de la torre de limpieza húmeda por venturí. La colocación del ventilador depende de las características del gas residual. Por ejemplo, las aplicaciones con cargas altas de partículas colocan el ventilador corriente abajo para evitar que se piquen las aspas del ventilador. Para reducir la corrosión y las picaduras, el ventilador puede ser construido de acero inoxidable o recubierto con materiales especiales. Las corrientes de gas a alta temperatura evaporan grandes cantidades de líquido limpiador, causando una disminución en el número de gotas generadas por el venturí. Por lo tanto, las aplicaciones para alta temperatura deben enfriar el gas antes de que entre al venturí o rociar un mayor



volumen de agua en el venturí. El gas puede ser enfriado con un templador, el cual rocía el agua en la corriente de gas. Cuando el agua se evapora, la temperatura de la corriente de gas disminuye. Los templadores aumentan marginalmente los costos de capital y de operación y el costo de operación del sistema. Los sistemas de venturí pueden requerir equipo adicional al ventilador y al templador. Puede requerirse un colector de partículas, tal como una campana para capturar el gas residual de la fuente. Para remover las partículas grandes y prevenir la abrasión de los componentes del venturí, se puede requerir un dispositivo de colección corriente arriba tal como un ciclón. Puede requerirse una chimenea después del venturí para emitir el gas a la atmósfera a una determinada altura. Por último, puede requerirse un dispositivo de recalentamiento para aumentar la flotabilidad de (altura) de la pluma para una mejor dispersión y para disminuir la visibilidad de la pluma causada por la condensación del agua.

VI.3.4. Parámetros de diseño

VI.3.4.1. Funcionamiento del sistema

Los parámetros que afectan el funcionamiento global de un lavador de gases son:

- Distribución de tamaño y carga de partículas;
- Razón del flujo, temperatura y humedad del gas residual;
- Velocidad del gas y caída de presión;
- Relación líquido-a-gas (L/G);
- Tamaño de la gota;
- Tiempo de residencia.

Cada uno de éstos parámetros se discuten brevemente a continuación.



VI.3.4.2. Relación líquido-a-gas

La relación líquido-a-gas (L/G) es el volumen de líquido inyectado por volumen de gas residual tratado. En general, una relación L/G alta aumenta la eficiencia de recolección, ya que la densidad de las gotas a través de una sección transversal dada del venturí es más alta. Las relaciones de flujo de líquido entre 7 y 10 galones/1000 ft³ resultan en el funcionamiento óptimo. Las relaciones L/G en éste rango producen eficiencias de recolección bastante constantes dada una caída de presión constante (Cheremisinoff, 1993). Las relaciones L/G mayores de 10 gal/1000 ft³ no mejoran el funcionamiento significativamente. Mientras que el aumento de la relación L/G aumenta la eficiencia de recolección, los costos de operación también aumentan debido a un mayor uso de líquido limpiador y de la bomba.

VI.3.4.3. Velocidad y caída de presión

El aumentar la velocidad relativa entre el gas y las gotas de líquido aumenta el momento de la partícula, permitiendo que las partículas más pequeñas sean recolectadas por impacto. La velocidad relativa del gas residual puede aumentarse estrechando la garganta, inyectando el líquido limpiador a contra-corriente al flujo o rociando el líquido en la garganta. Sin embargo, aumentar la velocidad relativa generalmente aumenta la caída de presión, la demanda de energía y los costos operativos de la torre de limpieza (Cooper & Alley, 1994). Los venturís de alta energía aumentan la velocidad del gas utilizando un ventilador de tiro inducido corriente arriba del venturí. Estos sistemas tienen costos de operación más altos que los venturís de baja energía debido a una mayor potencia del ventilador. Cuanto más pequeña sea el área de la sección transversal de la garganta, más grande será el aumento obtenido en la velocidad del gas. La velocidad del gas más alta ocurre en el punto central de la sección transversal más angosta, generalmente variando de 45 a 150 metros por segundo (m/s) (150 a 500 pies por segundo (ft/s)). La pérdida resultante de presión de la corriente de gas a través del venturí está en el rango de 10 a 80 in w.c. En general, el aumentar la caída de presión por encima de 45 in w.c. no aumenta significativamente la eficiencia de remoción en los diseños convencionales de venturí (Schiffner & Hesketh, 1996). Los diseños de venturí optimizan el área transversal de la garganta para proporcionar velocidades de gas altas mientras minimizan la caída de



presión. Además, la sección divergente del venturí está diseñada para recuperar la mayoría de la presión. Las secciones divergentes se diseñan para disminuir la velocidad del gas residual hasta 30 y 15 m/s (100 y 50 ft/s) (Cheremisinoff, 1993). A esta velocidad, las pérdidas por turbulencia son minimizadas y se logra la mayor cantidad de recuperación de energía.

VI.3.4.4. Distribución de tamaño y carga de partículas

El funcionamiento de un determinado tipo de torre de limpieza es altamente dependiente de la distribución de tamaño de las partículas en la corriente de gas. La distribución de tamaño determina el mecanismo de captura que domina; impacto, intercepción o difusión. La mayoría de los diseños de torres de limpieza húmedas dependen casi exclusivamente del impacto inercial para la recolección de partículas. Las partículas menores a 0.1 μm son capturadas principalmente a través de mecanismos de difusión (Cooper & Alley, 1994). En la Figura 41 se presenta la eficiencia de recolección aproximada de una torre de limpieza húmeda por venturí en función del tamaño de partícula. La carga de partículas, también llamada carga de polvo, es la masa de partículas por unidad de volumen en el gas residual a la entrada a la torre de limpieza. A medida que aumenta la carga de partículas, la relación L/G debe aumentar para mantener la misma eficiencia de recolección. En la Figura 42 se presenta L/G como una función de la carga de partículas. Una carga alta de partículas resulta también en mayores contenidos de sólidos en el líquido reciclado en la torre. Para mantener el contenido de sólidos, debe descargarse del sistema un volumen mayor de líquido de limpieza como residuo y agregarse un mayor volumen de líquido limpio al sistema. Las cargas altas de partículas aumentan los costos de operación del sistema debido al aumento en el uso de la bomba, en el consumo de líquido de limpieza y en la disposición de líquido residual. Las aplicaciones para cargas altas de partículas requieren también más mantenimiento, ya que las partículas pueden causar taponamiento de los orificios y desgaste de partes tales como las boquillas y ventiladores.

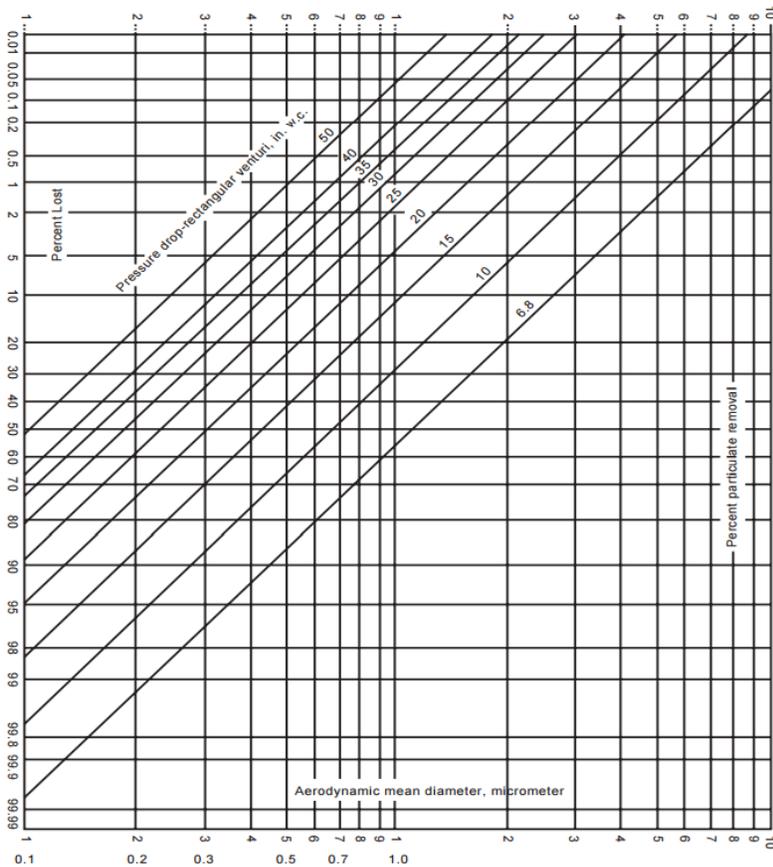


Figura 41. Eficiencias de recolección aproximadas de partículas de diámetro entre 0.1-10 μm a caída de presión en el venturí en el rango de 6.8-50 pulgadas de H_2O .

VI.3.4.5. Razón de flujo, temperatura y humedad del gas residual

La razón del flujo del gas residual es el parámetro más importante en el diseño del tamaño de una torre de limpieza húmeda. A mayor razón de flujo del gas residual, mayores son el sistema de venturí y el volumen de líquido requeridos para tratar el gas residual. Las torres de limpieza húmedas operan a flujos de gas más bajos que las casas de bolsas o los PES, debido a la inyección de líquido. Los venturís nuevos de baja energía pueden manejar razones de flujo de aire hasta de 95 m/s (300,000 acfm). Los sistema de venturí de chorros están limitados generalmente a aproximadamente 3 m/s (10,000 acfm) y los sistemas de múltiples gargantas y venturís de alta energía están limitados a aproximadamente 47 m³ /s (150,000 acfm).

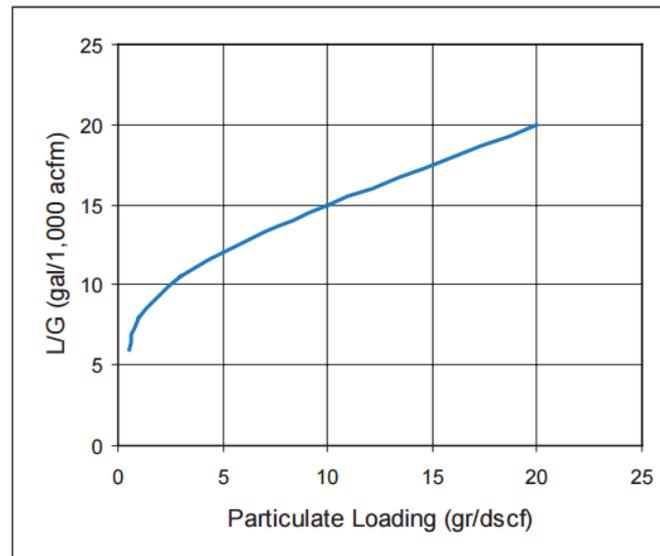


Figura 42. Relación de líquido a gas como una función de la carga de partículas.

La temperatura y la humedad del gas residual también impactan el diseño del venturí. Cuando el aire pasa a través de la torre de limpieza húmeda, el agua se evapora, lo cual aumenta la humedad y enfría la corriente de gas. La cantidad de evaporación está determinada por la temperatura y la humedad de entrada. Las razones de evaporación altas aumentan la relación L/ G requerida por el sistema. En aplicaciones para partículas, las torres de limpieza húmedas están generalmente limitadas a un rango de temperatura de (50°F a 700°F) debido a la evaporación. Puede necesitarse un templador en aplicaciones para temperaturas más altas. La temperatura alta afecta el material usado para manufacturar los componentes de la torre.

VI.3.4.6. Tiempo de residencia

El aumentar la longitud de la garganta y de la sección divergente, aumenta el tiempo de contacto entre el líquido y las partículas suspendidas en el gas residual. Por ejemplo, un venturí con una garganta de longitud de 1 pie y velocidad de aproximadamente 450 ft/s tiene un tiempo de contacto de 1/450 de segundo. Esto es el tiempo mínimo para el mezclado y el contacto entre el líquido y el gas residual. Para una garganta cilíndrica, la relación de longitud de garganta a diámetro de garganta de 3:1 es la mínima recomendada (Cheremisinoff, 1993). Para sistemas de alta energía, se recomienda que la longitud de la sección divergente de la garganta sea de por lo menos 4 veces el ancho de la garganta para poder tener suficiente tiempo de contacto (Schiffner & Hesketh, 1996).



VI.3.4.7. Tamaño de la gota

Hay un tamaño de gota óptimo para maximizar la recolección de partículas. Las gotas más pequeñas tienen una mayor relación de área de superficie a volumen, por lo tanto, capturan más partículas por volumen de líquido inyectado. Sin embargo, si el tamaño de la gota se vuelve muy pequeño, el momento del gas residual puede ser impartido a las gotas, lo cual disminuye la velocidad relativa entre las gotas y las partículas. Una velocidad relativa más baja resulta en una eficiencia de recolección más baja. Las torres de limpieza húmedas controlan el tamaño de las gotas usando diferentes técnicas. En las torres que usan gotas pre-formadas, como las torres de aspersion, el tamaño de la gota está determinado por el tipo de boquilla y las condiciones a las que opera el sistema. En las torres de limpieza dinámicas, la velocidad del rotor y la L/G controlan el tamaño de la gota. En las torres de limpieza por venturí, el tamaño de la gota está controlado por la L/G y la velocidad del gas en la garganta.

VI.3.5. Diseño del sistema

VI.3.5.1. Distribución y carga de las partículas

El diseño y funcionamiento de un tipo dado de torre de limpieza depende grandemente de las propiedades de las partículas en la corriente de gas. Las propiedades más críticas son la distribución de tamaño de partícula y la carga de partículas. Hay una gran distribución del tamaño de partícula y de la carga a través de las fuentes industriales. La distribución y la carga de partículas específicas de la fuente determinan el dispositivo de recolección más eficiente en cada caso. Debido a que las partículas tienen diferentes formas y densidades, el tamaño de la partícula se expresa usualmente como el diámetro aerodinámico. El diámetro aerodinámico de una partícula es el diámetro de una esfera con la densidad del agua que se asienta en aire en reposo a la misma razón que la partícula en cuestión. La distribución del tamaño se mide usualmente usando un impactador de cascada, el cual separa las partículas por su diámetro aerodinámico en placas. Se mide la masa de las partículas en cada placa de impacto (Cooper & Alley, 1994). En la **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta una distribución típica de tamaño de partículas, la masa acumulativa contra el tamaño de la partícula. Nótese que es una distribución log-normal. Las partículas de fuentes industriales, generalmente tienen una distribución log-normal. El diámetro geométrico



medio es el diámetro aerodinámico del percentil 50 de las partículas en base masa (también referido como la mediana en masa del diámetro de partícula). Por definición, la desviación estándar de una distribución log-normal es la relación del percentil 84 al percentil 50 de los tamaños de partícula en base masa:

$$\sigma = \frac{d_{84}}{d_{50}}$$

donde:

σ = desviación estándar

d_{50} = fracción masa del percentil 50 del tamaño de partícula

d_{84} = fracción masa del percentil 84 del tamaño de partícula

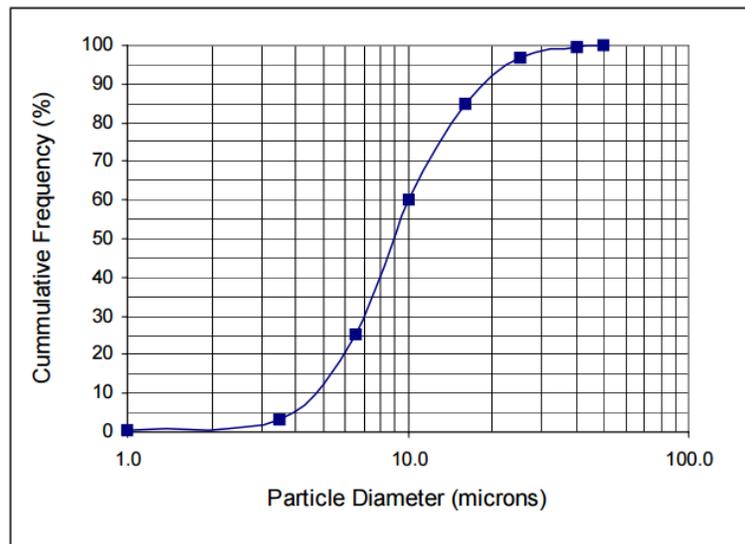


Figura 43. Distribución del tamaño de partícula para una fuente de partículas.

VI.3.5.2. Eficiencia de recolección

La eficiencia de recolección es la cantidad de partículas removida de la corriente de gas por la torre de limpieza húmeda. Esta eficiencia puede ser expresada en un número de formas incluyendo la eficiencia de una sola gota de agua, la eficiencia de la torre de limpieza en base masa o la eficiencia de la torre en base al tamaño de partícula. Cada una de estas eficiencias se define a continuación.



La eficiencia de recolección de una sola gota η_{drop} es definida como el área limpiada libre de partículas de aerosol dividida por el área transversal proyectada de la gota.

$$\eta_{drop} = \frac{\text{área limpia libre de partículas}}{\text{área transversal proyectada de la gota}}$$

La eficiencia total de la torre de limpieza se relaciona usualmente con η_{drop} por una ecuación empírica exponencial. Sin embargo, la mayoría de los parámetros en la ecuación generalmente no están disponibles al nivel del estudio.

La eficiencia de recolección en base masa está dada por:

$$\eta_m = \frac{m_i - m_o}{m_i} = \frac{l_i - l_o}{l_i}$$

donde

η_m = eficiencia de recolección total en base masa,

$m_{i,o}$ = razón de flujo masa a la entrada, a la salida,

$l_{i,o}$ = carga de partícula a la entrada, a la salida.

La eficiencia de recolección como una función de la distribución del tamaño de partícula es la eficiencia de recolección acumulativa para cada rango de tamaño de partícula dada por:

$$\eta_d = \sum_0^j \eta_j m_j$$

donde

η_d = eficiencia de recolección total,

η_j = eficiencia fraccional para el rango de diámetro de partícula j ,

m_j = fracción masa para el rango de diámetro de partícula j ,

j = el número de rangos de diámetros de partícula.



VI.3.5.3. Propiedades del gas residual

Generalmente se le proporcionan al proveedor las propiedades físicas y químicas del gas residual para que calcule apropiadamente el tamaño del sistema de limpieza y seleccione los materiales apropiados para su fabricación. Estas propiedades tienen un impacto directo en los costos de capital y anuales asociados con la torre de limpieza, así como en el diseño. El diseñador necesita información sobre las condiciones a la entrada y a la salida incluyendo:

Q = Razón de flujo volumétrico;
 V = volumen;
 T = temperatura;
 P = presión; y
 θ_{H_2O} = contenido fraccional de humedad

VI.3.5.4. Curvas de funcionamiento

Una curva de funcionamiento es la eficiencia de la recolección de la torre de limpieza como una función del diámetro de la partícula a una caída de presión especificada. Las curvas son específicas a cada diseño de venturí. En general, se presentan varias curvas para varias caídas de presión. Las curvas de funcionamiento deben de obtenerse del fabricante.

La eficiencia de recolección debe calcularse para obtener la penetración de todas las partículas. La eficiencia de recolección total es la suma de las eficiencias de recolección fraccionales en cada rango de tamaño de partículas. La eficiencia de recolección para cada rango de tamaño se lee en una curva de funcionamiento. La eficiencia de recolección fraccional es la fracción masa del rango de tamaño multiplicado por la eficiencia de recolección para ese rango. Sumando estos valores se obtiene la eficiencia de recolección acumulativa, η_d , a una caída de presión específica.



Ya que cada presión tiene su propia curva, la penetración total a diferentes caídas de presión debe ser calculada. Entonces, la penetración total, Ptd, se grafica para cada presión como se muestra en la Figura 44. La caída de presión de diseño a través de la torre de limpieza se lee en la gráfica basada en la penetración total requerida.

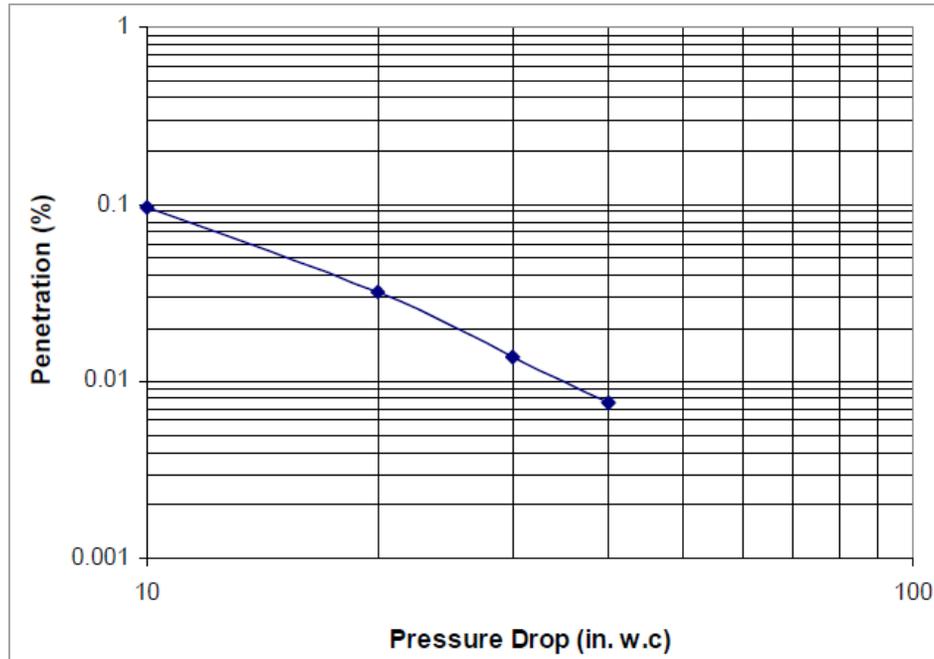


Figura 44. Penetración vs caída de presión tal como se determina por las curvas de funcionamiento.

VI.3.6. Consumibles

VI.3.6.1. Uso de agua

La mayoría de los sistemas de torres de limpieza húmedas recirculan el líquido limpiador. A fin de disminuir el contenido de sólidos del líquido, se drena del sistema parte del líquido y se añade agua limpia. Las torres de limpieza por venturí tienen típicamente concentraciones pico de sólidos de 20 a 30% (Schiffner & Hesketh, 1996). Una carga de partículas más alta en la corriente del gas requiere una razón de drenado más alta, resultando en un volumen más grande de líquido residual y en costos de disposición más altos.

VI.3.6.2. Uso de energía eléctrica

Para un sistema de venturí de chorro, los requisitos de la bomba o del compresor para el sistema de boquillas hidráulicas o neumáticas, deben también incluirse en los cálculos del consumo de energía. En la Tabla 26 se presentan los requisitos típicos de bombas y ventiladores para varios lavadores.

137

Tabla 26. Requisitos de energía de la bomba y del ventilador (1,000 cfm; $\eta=90\%$ a μm).

Tipo de unidad	Flujo del líquido (gpm)	Presión (psig)	Bomba (hp)	ΔP del gas (in wg)	Ventilador (hp)	Hp/1,000 cfm relativos
Ciclón húmedo	10	60	0.91	8	2.5	3.41
Venturí	10	20	0.233	15	3.94	4.27
Venturí	40	70	3.28	0	0	3.28

VI.3.7. Costos

La metodología de estimación de costos presentada aquí, proporciona una herramienta para estimar costos de capital y anuales a nivel de estudio de torres de limpieza por venturí. Las ecuaciones y los factores de costo para las torres de limpieza por venturí se basan en el método dado en Estimación de Costos de Equipo de Control de la Contaminación (U.S. EPA, 1990).

La selección real de la opción más efectiva en costo debe estar basada en un estudio detallado de ingeniería y en cotizaciones de costo de los proveedores de sistemas. Los costos están dados en dólares del 2002. Los costos pueden ser ajustados a otros años utilizando el Índice de Costos de Ingeniería Química o el Índice VAPCCI para torres de limpieza por venturí.

Las ecuaciones de costo se aplican a fuentes industriales de PM_{10} y $\text{PM}_{2.5}$ con razones de flujo de aire entre 100 acfm y 200,000 acfm. No es apropiado extrapolar las razones de flujo más allá de aquellas presentadas. La eficiencia de recolección total varía entre 97% a 99.9%. Se supone que el gas residual tiene valores nominales de distribución de partículas, razones de carga de partículas, temperaturas y contenido de humedad.



VI.3.7.1. Inversión de capital total

La inversión de capital total (*Total Capital Investment (TCI)*), incluye los costos asociados con la compra de la unidad del venturí y los costos directos e indirectos asociados con la instalación de la unidad. La ecuación de la TCI está dada por:

$$TCI = PEC + DC + IC$$

donde:

PEC = costos de equipo comprado

DC = costos directos de instalación

IC = costos indirectos de instalación

En general, la instalación de una torre de limpieza húmeda por venturí no requiere la construcción de edificios, preparación del sitio, instalaciones fuera del sitio, terreno y capital de trabajo.

VI.3.7.2. Costo de equipo comprado

El costo de equipo comprado (*Purchased Equipment Cost (PEC)*), de un lavador de gases por venturí es la suma de los costos del equipo del venturí, instrumentos y controles, impuestos y fletes. Los últimos tres conceptos generalmente se calculan como porcentajes del costo del equipo. En la Tabla 27 se muestran valores típicos para instrumentos y controles, impuestos y fletes.

Tabla 27. Estimación de costos de instrumentación, impuestos y fletes.

Conceptos	Porcentaje de costo del equipo
Instrumentos y controles	10%
Impuestos	3%
Fletes	5%



En la Tabla 28 se presenta las ecuaciones para el costo de equipo para cada uno de los tipos de sistema de venturí en paquete. Las ecuaciones son para sistemas de venturí construidos de acero al carbón y de Aleación C-276. En la Tabla 29 se proporcionan multiplicadores para otros materiales incluyendo acero inoxidable 304 y 316, plástico reforzado con fibra de vidrio (*fiberglass reinforced plastic* (FRP)), acero recubierto de caucho y acero revestido con resina epóxica. Los costos del equipo son “libre a bordo” (*free on board* (FOB)), lo cual significa que ni los impuestos ni el flete están incluidos. El costo de equipo adicional (bomba, ventilador, etc.) es generalmente de 80% a 100% del costo del sistema de venturí en paquete. La Figura 45 presenta las ecuaciones de costos como una función de la razón de flujo para un equipo venturí de baja energía.

Tabla 28. Costos del equipo de venturí, Dólares del 2002

Tipo de unidad venturí	Rango de razón de flujo de aire saturado (cfm)	Ecuación de costo del equipo, \$ Acero al carbón	Ecuación de costo del equipo, \$ Aleación C-276
Baja energía	1,000 a 90,000	=150 $Q_{sat}^{0.56}$	=900 $Q_{sat}^{0.5}$
Alta energía	1,000 a 90,000	=170 $Q_{sat}^{0.56}$	=1,300 $Q_{sat}^{0.5}$
Venturí de chorro en paquete	100 a 10,000	=4.5 Q_{sat} + 19,000	N/A
Garganta variable	1,000 a 90,000	=1.1 a 1.5 del costo de la garganta fija	

Tabla 29. Costos del equipo de venturí, Dólares del 2002

Material	Factor de costo de equipo
Acero inoxidable, 304L	1.08-1.16
Acero inoxidable, 316L	1.25-1.40
Plástico reforzado con fibra de vidrio (FRP)	1.6
Recubierto de caucho	1.6
Recubrimiento epóxico	1.1

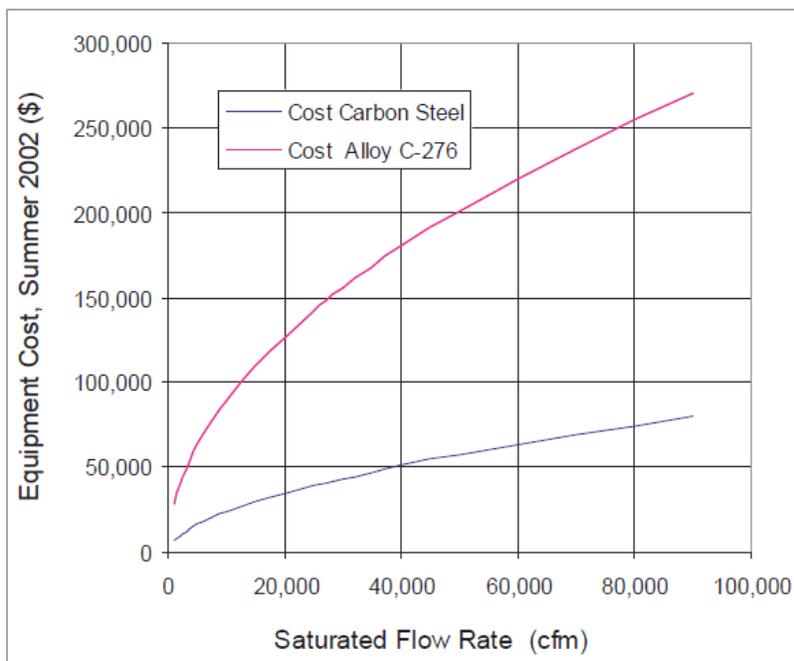


Figura 45. Costos del equipo del venturí de baja energía.

Tabla 30. Aplicaciones típicas de torres de limpieza por venturí y materiales de construcción.

Aplicación	Caída de presión (in. wg)	Material de construcción
Calderas		
Carbón pulverizado	15 - 40	Acero inoxidable 316L
Carbón de fogoneo	10 - 12	Acero inoxidable 316L
Corteza	6 - 12	Acero inoxidable o acero al carbón
Combinación	10 - 15	Acero inoxidable 316L
Recuperación de acero	30 - 40	Carbón, 316L inoxidable,
Incineradores		
Lodo de aguas residuales	18 - 20	Acero inoxidable 16L
Residuo Líquido	50 - 55	Aleación con alto níquel
Desechos Sólidos		
Municipales	20 - 35	Acero inoxidable 316L o aleación de
Patológicos	20 - 35	Acero inoxidable 316L o aleación de
acero		
Hospitalarios	20 - 45	Aleación con alto níquel
Hornos y calcinadores		
Cal	15 - 25	Acero inoxidable o acero al carbón
Carbonato de sodio	20 - 40	Acero inoxidable o acero al carbón
Cloruro de potasio	30	Acero inoxidable o acero al carbón
Otros		
Secadores	10 - 25	304 o 316L acero inoxidable
Quebradoras	6 - 20	Acero inoxidable
Secador de aspersion general	15 - 30	Acero inoxidable o acero al carbón



VI.3.7.3. Costos directos e indirectos de instalación

Los costos directos de instalación incluyen los costos de mano de obra y materiales asociados con la instalación de la unidad de venturí. Estos costos incluyen equipo auxiliar (por ej., conductos, compresores), cimientos y soportes, manejo y construcción, instalación eléctrica, tuberías, aislantes y pintura. Los costos indirectos de instalación incluyen los costos de ingeniería y supervisión, construcción y los honorarios de contratistas, arranque y pruebas, capital de inventario y cualquier otro costo de contingencia del proceso y del proyecto. Los costos directos e indirectos de instalación son estimados de una serie de factores aplicados al costo de equipo comprado. Los factores requeridos están dados en la Tabla 31.

Tabla 31. Costos directos e indirectos de instalación de torres de limpieza por venturí.

Concepto	Factor
Costos Directos	
Costos de equipo comprado	
Unidad de venturi en paquete	Según se estimó, A1
Costos auxiliares	Según se estimó, A2
Costos de equipo	$A = A1 + A2$
Instrumentación	$0.10 \times A$
Impuestos sobre venta	$0.03 \times A$
Flete	$0.05 \times A$
Costo de equipo comprado, PEC	$B = 1.18 \times A$
Costos directos de instalación	
Cimientos y soportes	$0.06 \times B$
Manejo y construcción	$0.40 \times B$
Eléctricos	$0.01 \times B$
Tubería	$0.05 \times B$
Aislante para conductos	$0.03 \times B$
Pintura	$0.01 \times B$
Costos directos de instalación, DC	$0.56 \times B$
Preparación del sitio	Según se requiera, SP
Edificios	Según se requiera, Bldg.
Costos indirectos (instalación)	
Ingeniería	$0.10 \times B$
Construcción y gastos en el sitio	$0.10 \times B$
Honorarios del contratista	$0.10 \times B$
Arranque	$0.01 \times B$
Pruebas de funcionamiento	$0.01 \times B$
Estudio de modelo	-
Contingencias	$0.03 \times B$
Costos indirectos totales, IC	$0.35 \times B$



VI.3.7.4. Costos anuales

El costo total anual (*Total annual cost (TAC)*), consiste de los costos directos e indirectos y los créditos por recuperaciones. No se incluyen los créditos por la recuperación de productos secundarios porque no hay productos reutilizables generados por las torres de limpieza húmedas. Por lo tanto, el TAC para los sistemas de venturí está dado por:

$$TAC = DAC + IAC$$

donde:

DAC = Costos directos anuales,
 IAC = Costos indirectos anuales.

Costos directos anuales

Los costos directos anuales (*Direct annual costs (DAC)*), incluyen los costos variables y semivariables. Los costos directos anuales variables son las compras de servicios de electricidad y agua. Los costos directos anuales semivariables incluyen la mano de obra de operación y supervisión y los costos de mantenimiento (mano de obra y materiales).

$$DAC = AC_{labor} + AC_{maint} + AC_{elect} + AC_{water}$$

donde:

AC_{labor} = costo anual de mano de obra,
 AC_{maint} = costo anual de mantenimiento,
 AC_{elect} = costo anual de electricidad, y
 AC_{water} = costo anual de agua.

Costo indirecto anual

En general, el costo indirecto anual (*Indirect Annual Cost, IAC*), (costos fijos), incluye impuestos prediales, seguro, cargos administrativos, gastos generales y el costo de recuperación de capital. Se supone que los costos administrativos, los prediales y el seguro son porcentajes del TCI. Se supone que los gastos generales son iguales al 60% de la suma de mano de obra de operación, de supervisión y de mantenimiento y de los materiales de mantenimiento. El costo de recuperación de capital está basado en la vida útil anticipada del equipo y en la tasa de interés anual empleada. En la Tabla 32 se sugieren factores f sugeridos para estos conceptos.



Para un lavador se supone una vida económica útil de 15 años. Para una vida de 15 años y una tasa de interés de 7 por ciento, el factor de recuperación de capital (*Capital Recovery Factor*, CRF), es igual a 0.1098. El costo de recuperación de capital del sistema, se estima entonces por:

$$CRF = 0.1098TCI$$

Tabla 32. Factores de costo anual para lavadores de gases.

Concepto	Factor
Costo directo anual, DC	
Mano de obra de operación	
Operador	2 a 8 horas por jornada
Supervisor	15% del operador
Mantenimiento	
Mano de obra	1 a 2 horas por jornada
Material	100% de la mano de obra de mantenimiento
Servicios	(razón de consumo) x (horas/año) x (costo de la unidad)
Ventilador	
Bomba	
Agua	
Materiales de operación	Específicos de la aplicación
Disposición de aguas residuales	Específicos de la aplicación
Costos indirectos anuales, IC	
Cargos administrativos	2% of de la inversión de capital total
Impuesto predial	1% de la inversión de capital total
Seguro	1% de la inversión de capital total
Gastos generales	60% del costo total de mano de obra y materiales
Recuperación de capital	0.1098 x inversión de capital total
Costo total anual	DC + IC

VI.4. Colectores de bolsas o mangas

Esta sección trata de los principios básicos de operación de los colectores de manga o filtros de tela, los métodos de limpieza, la selección de la tela, los costos, y la aplicabilidad a varias industrias. Los filtros de tela son un medio popular de separar partículas de una corriente de gas debido a su eficiencia relativamente alta y su aplicabilidad a muchas situaciones. Los filtros de tela pueden estar hechas de telas ya sea tejidas o afelpadas y pueden encontrarse en la forma de hojas, cartuchos, o bolsas, con un número de unidades de filtro de tela individuales albergados juntos en grupo. Las bolsas son hasta el momento el tipo mucho más común de filtro de tela, de ahí el uso del término “colectores de bolsa” para describir a los filtros de tela en general.



Los mecanismos principales para la recolección de partículas de los filtros de tela son la inercia, la difusión por movimiento browniano, y la intercepción. Durante la filtración por tela, el gas polvoriento es aspirado a través de la tela por ventiladores de corriente forzada. La tela es responsable de parte de la filtración, pero actúa más significativamente como soporte para la capa de polvo que se acumula. La capa de polvo, también conocida como pasta de polvo, es un filtro altamente eficiente, aún para partículas sub-micrónicas. Las telas tejidas dependen de las capacidades de filtración de la pasta de polvo mucho más que de las telas afelpadas.

Los filtros de tela poseen algunas ventajas claves sobre otros tipos de dispositivos para la recolección de partículas. Junto con las altísimas eficiencias de recolección, también tienen la flexibilidad para tratar muchos tipos de polvos y un amplio rango de flujos volumétricos de gas. Los filtros de tela pueden ser operados con caídas de presión bajas. Los filtros de tela también tienen algunas desventajas potenciales. En general, están limitados a filtrar corrientes secas. Además, las temperaturas altas y ciertas sustancias químicas pueden dañar ciertas telas. Los filtros de tela también tienen el potencial de incendio o explosión, y pueden requerir una gran superficie para su instalación.¹ El diseño apropiado puede minimizar o eliminar estas desventajas.

VI.4.1. Proceso de recolección de partículas y mecanismos de penetración

Los colectores de manga pueden ser categorizados por varios medios, incluyendo el tipo de limpieza (por agitación, aire a la inversa, propulsión a chorro), la dirección del flujo de gas (desde el interior de la bolsa hacia el exterior o viceversa), la localización del ventilador del sistema (de succión o de presión), o tamaño (cantidad baja, mediana o alta de flujo de gas). De estos cuatro enfoques, el método de limpieza es probablemente la característica más distintiva. Los filtros de tela se discuten en esta sección basándose en el tipo de limpieza que es empleado.



VI.4.1.1. Limpieza por agitación

Para cualquier tipo de limpieza, debe impartirse a la tela la energía suficiente para superar las fuerzas de adhesión sosteniendo el polvo a la bolsa. En la limpieza por agitación, usada con flujo de gas del interior al exterior, la transferencia de energía se logra suspendiendo la bolsa de un gancho o una estructura que oscilan accionados por un motor. El movimiento puede ser impartido a la bolsa en varias maneras, pero el efecto general es de crear una onda sinusoidal a lo largo de la tela. A medida que la tela se mueve hacia fuera de la línea central de la bolsa durante porciones de la acción de onda, el polvo acumulado sobre la superficie se mueve con la tela. Cuando la tela alcanza el límite de su extensión, los parches de polvo poseen la inercia suficiente para desprenderse de la tela y descender hacia la tolva.

Para colectores de bolsas pequeñas y de un sólo compartimiento, generalmente operadas de manera intermitente, una palanca conectada al mecanismo de agitación puede ser operada manualmente a intervalos apropiados, típicamente al final de una jornada de trabajo. En colectores de bolsas con compartimientos múltiples, generalmente operadas continuamente, un cronómetro o un sensor de presión que responde a la caída de presión del sistema inicia la agitación de la bolsa automáticamente. Los compartimientos operan en secuencia de manera que se limpie un compartimiento a la vez. El flujo de gas hacia adelante al compartimiento es interrumpido, se permite el asentamiento del polvo, el flujo de gas residual cesa, y el mecanismo de agitación es encendido por varios segundos hasta un minuto o más. Los períodos de asentamiento y agitación pueden ser repetidos, y enseguida el compartimiento es restablecido en línea para la filtración. Como resultado de la ausencia de flujo hacia adelante a través del compartimiento, la superficie recolectora del colector de bolsas debe ser incrementada para compensar que esa porción se encuentre fuera de servicio en un algún tiempo para su limpieza. La Figura 46 ilustra un colector de bolsas limpiada por agitación.



Los parámetros que afectan a la limpieza son la frecuencia del movimiento de agitación y la tensión de la bolsa montada. Los primeros dos parámetros son parte del diseño del colector de bolsas y por lo general no se cambian fácilmente. Los valores típicos son de alrededor de 4 Hz para la frecuencia y de 2 a 3 pulgadas para la amplitud (medio ciclo). Algunas instalaciones permiten ajustes fáciles de la tensión de las bolsas, mientras que otras requieren que la bolsa sea desconectada y reconectada de nuevo a su cono conector.

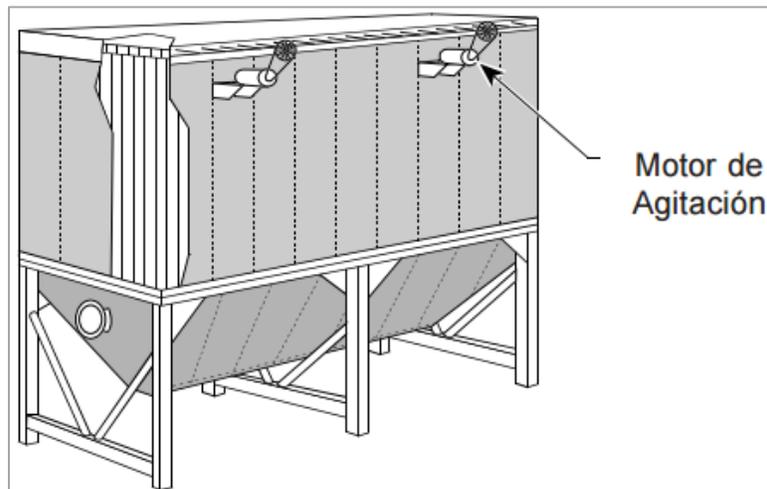


Figura 46. Colector de mangas con agitación típica.

VI.4.1.2. Limpieza con aire a la inversa

Cuando las telas de fibra de vidrio fueron introducidas, se necesitó un medio más suave para limpiar las bolsas, que pueden ser de un pie de diámetro y 30 pies de longitud, para prevenir la degradación prematura. La limpieza por aire a la inversa fue desarrollada como una manera menos intensiva de impartir energía a las bolsas. En la limpieza por medio de aire a la inversa, el flujo de gas hacia las bolsas es interrumpido en el compartimiento que está siendo limpiado y un flujo a la inversa (de afuera hacia adentro) es dirigido a través de las bolsas. Este revés del flujo de gas pliega la bolsa suavemente hacia sus líneas centrales, lo que causa que la plasta se desprenda del área de tela. El desprendimiento es causado por fuerzas tipo tijera desarrolladas entre el polvo y la tela a medida que ésta última cambia su forma. Las tapas metálicas para sostener la parte superior de las bolsas son una parte integral de la bolsa tanto como lo son varios anillos cosidos que rodean las bolsas para prevenir su colapso completo durante la limpieza. Sin estos anillos, el polvo



que cae y se acumula tiende a obstruir la bolsa a medida que la tela se pliega sobre sí misma mientras es limpiada. Tal como con los colectores de bolsas con agitación con compartimientos múltiples, en los colectores de bolsas con aire a la inversa ocurre un ciclo similar que consiste de interrumpir el flujo de gas y permitir que el polvo se asiente antes de que empiece la acción limpiadora. Además, tal como con los colectores de bolsas con agitación, se debe añadir una capacidad adicional de filtración a los colectores de bolsas con aire a la inversa para compensar por la porción que se encuentre fuera de servicio por limpieza en cualquier tiempo. Algunos colectores de bolsas con aire a la inversa emplean un sistema suplementario con agitación para ayudar a la limpieza aumentando la cantidad de energía suministrada a la bolsa.

La fuente de aire a la inversa es por lo general un ventilador del sistema por separado que es capaz de suministrar aire limpio y seco para uno o dos compartimientos a una relación gas-a-tela tan alta o más alta que la del flujo de gas hacia adelante. La Figura 47 ilustra un colector de bolsas limpiado con aire a la inversa.

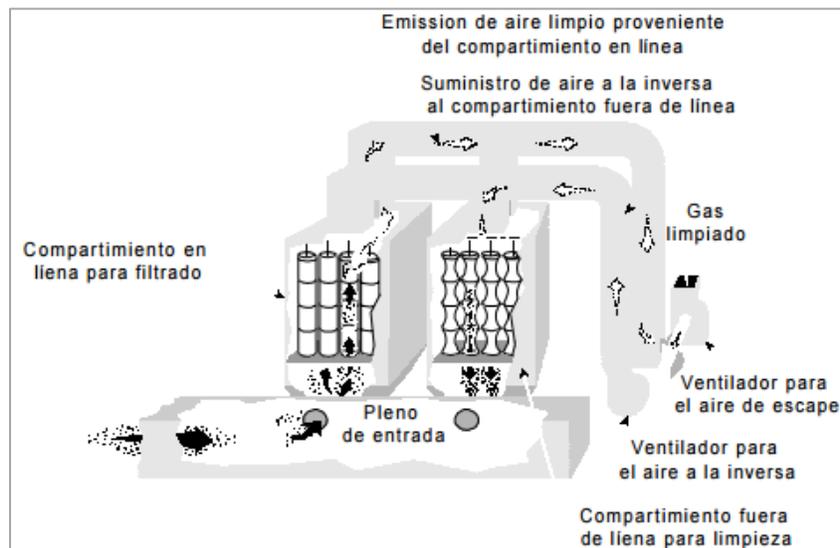


Figura 47. Colector de bolsas con aire a la inversa típica.



VI.4.1.3. Limpieza por chorro pulsante

Las ventajas de la limpieza por chorro pulsante comparada con los colectores de bolsas con agitación o con aire a la inversa es la reducción en el tamaño del colector de bolsas (y el costo de capital) permitida al usar menos tela debido a las relaciones más altas de gas-a-tela y, en algunos casos, por no tener que construir un compartimiento adicional para la limpieza fuera de línea. Sin embargo, las relaciones más altas de gas-a-tela causan caídas de presión más altas que aumentan los costos de operación. Esta forma de limpieza usa aire comprimido para forzar que un golpe de aire descienda a través de la bolsa y la expanda violentamente. Tal como con los colectores de bolsas con agitación, la tela alcanza su límite de extensión y el polvo se separa de la bolsa. El aire escapando a través de la bolsa lleva el polvo separado del área de la bolsa. Sin embargo, en los chorros a pulso los flujos de gas de filtración se oponen en dirección, en comparación a los colectores de bolsas con agitación o con aire a la inversa (o sea, de afuera hacia adentro). La Figura 48 ilustra una bolsa limpiada con agitación por propulsión a pulso.

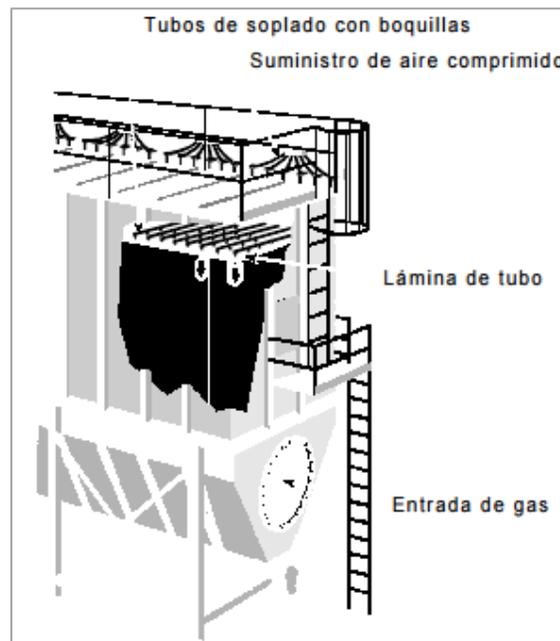


Figura 48. Colector de bolsas con chorro a pulso.



VI.4.1.4. Limpieza sónica

Debido a que la limpieza con aire al inverso es un método de baja energía comparado con la limpieza con agitación o propulsión a pulso, se pudiera requerir energía adicional para obtener una remoción adecuada del polvo. La agitación, tal como se describe con anterioridad, es una de tales maneras de añadir energía, pero otra manera es añadir energía vibracional en el extremo inferior del espectro acústico. Las bocinas sónicas accionadas por aire comprimido son una forma típica de aplicar esta energía. Las bocinas (de 1 a varias por compartimiento para colectores de bolsas grandes) operan típicamente en el rango de 125 a 550 Hz (con mayor frecuencia en el rango de 125 a 160 Hz) y producen presiones de sonido de 120 a 140 decibeles. Cuando se aplica correctamente, la energía sónica puede reducir la masa de polvo sobre las bolsas de manera considerable, pero también puede conducir a un aumento en la penetración de polvo a través de la tela. La penetración aumentada reduce la eficiencia del colector de bolsas. Las bocinas sónicas son efectivas como equipo suplementario para algunas aplicaciones que requieren energía adicional para una limpieza adecuada. En ocasiones las bocinas sónicas son usadas como la única fuente de energía para la limpieza.

VI.4.1.5. Equipo auxiliar

El equipo auxiliar típico asociado con los sistemas con filtro de tela se muestra en la Figura 49. Junto con el filtro de tela en sí, un sistema de control típicamente incluye el equipo auxiliar siguiente: un dispositivo de captura (o sea, una campana de ventilación o una conexión de escape directa); tubería; equipo para la remoción de polvo (transportador de tornillo, etc.); ventiladores, motores, y encendedores; y una chimenea. Además, se pueden necesitar cámaras de aspersion, recolectores mecánicos, y puertos de aire de dilución para pre-acondicionar el gas antes de que llegue al filtro de tela. Los dispositivos de captura son por lo general campanas de ventilación o acoplamientos de escape directos unidos a un recipiente de proceso. Los acoplamientos de escape directos son menos comunes, requiriendo que se aspire aire a través del recipiente de proceso, y pudiera no ser factible en algunos procesos. La tubería (incluyendo los amortiguadores) se usa para contener, y regular el flujo de, la corriente de escape a medida que se mueve desde la fuente de emisiones hasta el dispositivo de control y la chimenea. Las cámaras de aspersion y los puertos de aire de dilución disminuyen la temperatura de la corriente de contaminante para proteger al filtro de tela de las temperaturas excesivas.

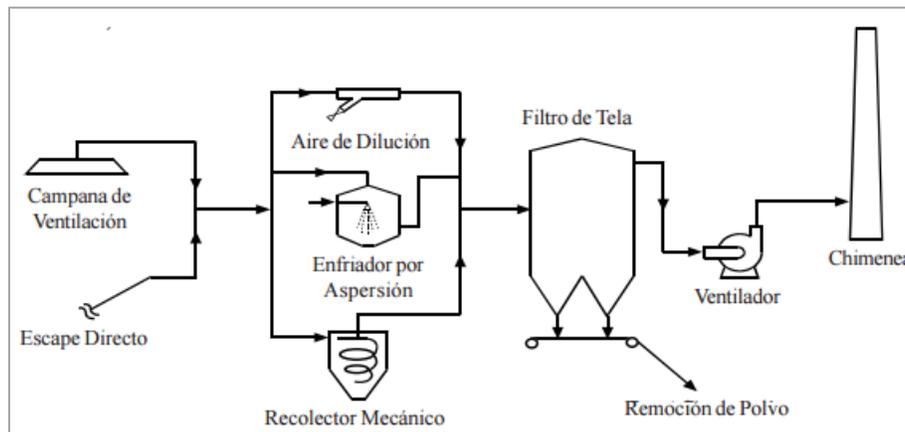


Figura 49. Piezas Típicas de equipo auxiliar alternativo usadas con sistemas de control con filtros de tela.

VI.4.2. Teoría de la filtración por tela

La clave para diseñar una colector de bolsas es determinar la velocidad superficial que produce el equilibrio óptimo entre la caída de presión (el costo de operación que aumenta a medida que la caída de presión aumenta) y el tamaño del colector de bolsas (el costo de capital que disminuye a medida que el tamaño del colector de bolsas se reduce). El tamaño del colector de bolsas se reduce a medida que la velocidad superficial (o relación de gas-a-tela) aumenta. Sin embargo, las relaciones gas-a-tela más altas causan mayores caídas de presión.

Aun cuando la eficiencia de recolección es otra medida importante del rendimiento de las bolsas, un colector de bolsa diseñada apropiadamente y bien operada por lo general tendrá una eficiencia de recolección de partículas extremadamente alta (o sea, de +99.9 por ciento). Los colectores de bolsas son particularmente efectivos para recolectar partículas pequeñas. Por ejemplo, las pruebas en colectores de bolsas en dos calderas de servicios públicos, demostraron eficiencias del 99.8 por ciento para partículas de 10 μm de diámetro y 99.6 por ciento para partículas de 2.5 μm de diámetro. Debido a que se supone una alta eficiencia, el proceso de diseño se enfoca sobre la caída de presión. La caída de presión ocurre desde el flujo a través de los conductos de entrada y salida, desde el flujo a través de las regiones de la tolva, y desde el flujo a través de las bolsas.



La caída de presión a través del compartimiento del colector de bolsas (excluyendo la caída de presión a través de las bolsas) depende de gran manera del diseño del colector de bolsas y varía entre 1 a 2 pulgadas de H₂O (Donovan, 1985) en diseños convencionales y hasta alrededor de 3 pulgadas de H₂O en diseños que tienen trayectorias complicadas de flujo de gas. Esta pérdida puede ser mantenida a un mínimo (o sea, a 1 pulgada de H₂O o menos) invirtiendo en un estudio del modelo de flujo del diseño propuesto y modificando el diseño de acuerdo con los resultados del estudio. Un estudio de este tipo costaría alrededor de \$70 000 dólares (en 1998). La caída de presión a través de las bolsas (también llamada caída de presión de la lámina de tubo) puede ser tan alta como de 10 pulgadas de H₂O o más. La caída de presión de la lámina de tubo es una función compleja de las propiedades físicas del polvo y de la tela y de la manera en que el colector de bolsas es diseñado y operado. Las pérdidas en el conducto y en la tolva para una configuración específica son constantes y pueden ser minimizadas efectivamente cambiando la configuración a través de un diseño apropiado basado en el conocimiento del flujo a través del colector de bolsas (Van Osdell, et al., 1982). La filtración por tela es un proceso de lote que ha sido adaptado para una operación continua. Un requisito para un colector de bolsas operando de forma continua es que el polvo recolectado sobre las bolsas debe ser removido periódicamente. Los colectores de bolsas con agitación y con aire a la inversa normalmente usan bolsas de tela tejida, operan a velocidades de faz superficial relativamente bajas, y usan la filtración por la plasta como el mecanismo principal de remoción de partículas. O sease que, la tela simplemente sirve como un sustrato para la formación de una plasta de polvo que es el medio de filtración real. Los colectores de bolsas de chorro pulsante por lo general usan tela de felpa y operan con una relación alta de gas-a-tela (alrededor del doble de la relación de los colectores de bolsas con agitación o con aire a la inversa). La tela de felpa puede jugar un papel mucho más activo en el proceso de filtración. Esta distinción entre la filtración por la plasta y la filtración por tela tiene implicaciones importantes para la velocidad de la pérdida de presión a través de las bolsas de filtro. La descripción teórica y el proceso de diseño son bastante diferentes para la filtración por la plasta en comparación con la filtración por tela. La selección de telas es asistida por las pruebas de filtración a escala de laboratorio para investigar los efectos de la tela sobre la caída de presión, la liberación de la plasta durante la limpieza, y la eficiencia de recolección. Estas pruebas cuestan menos de una décima parte del costo del modelado del flujo. Las propiedades eléctricas de la tela, tales como la resistividad y el orden triboeléctrico (la posición de la tela en una



serie de "altamente electropositiva" a "altamente electronegativa", tal como sea determinada a partir de su carga bajo un procedimiento específico de triboelectrificación), puede ser medidas para asistir en la selección de la tela. Aunque sus efectos por lo general son entendidos deficientemente, los efectos eléctricos/ electrostáticos influyen a la porosidad de la plasta y la adhesión de las partículas a las telas o a otras

VI.4.2.1. Colectores de bolsas desinfladas con aire a la inversa/agitación

La construcción de un colector de bolsas inicia con un grupo de especificaciones que incluye la caída de presión total, el flujo total de gas, y otros requisitos; también pudiera especificarse una caída de presión máxima. De acuerdo a estas especificaciones, el diseñador debe determinar la velocidad superficial máxima que puede llenar estos requisitos. La manera estándar de relacionar la caída de presión de un colector de bolsas a la velocidad superficial se calcula por la relación:

$$\Delta P(\theta) = S_{sistema}(\theta)V_{f(promedio)}$$

En donde:

$\Delta P(\theta)$ = La caída de presión a través del filtro, una función del tiempo, (pulgadas de H₂O)

$S_{sistema}(\theta)$ = arrastre del sistema, una función del tiempo [pulgadas de H₂O/(pies/minuto)]

$V_{f(promedio)}$ = promedio (o sea, el diseño) velocidad superficial o G/C, constante (pies/minuto)

Para un colector de bolsas de compartimientos múltiples, el arrastre del sistema, que es responsable por la mayoría del arrastre desde el flanco de salida del colector de bolsas, se determina como una combinación de resistencias representativas de varios compartimientos (Frederick, 1987).

$$S_{sistema}(\theta) = \left[\frac{1}{M} \sum_{i=1}^M \frac{1}{S_i(\theta)} \right]^{-1} = \frac{1}{\frac{1}{M} \sum_{i=1}^M \frac{1}{S_i(\theta)}} = \frac{M}{\sum_{i=1}^M \frac{1}{S_i(\theta)}}$$

en donde:

M = número de compartimientos en el colector de bolsas

$S_i(\theta)$ = arrastre a través del compartimiento i



VI.4.2.2. Colectores de bolsas de Chorro Pulsante

La distinción entre los colectores de bolsas de chorro pulsante usando felpas y colectores de bolsas con agitación y con aire a la inversa es básicamente la diferencia entre la filtración con pastilla y la filtración con una composita de polvo y tela (filtración sin pastilla). Esta distinción es más una cuestión de conveniencia que de física, ya que cualquiera de los dos tipos de colectores pueden ser diseñados para una aplicación específica. Sin embargo, los costos para los dos tipos difieren dependiendo de factores específicos para la aplicación y el tamaño. Algunos chorros a pulso permanecen en línea todo el tiempo y son limpiados frecuentemente. Otros son sacados fuera de línea para una limpieza a intervalos relativamente largos. El trabajo de modelado que se ha realizado hasta la fecha se enfoca en el método de limpieza en línea. Dennis y Klemm (Dennis & Klemm, 1980) propusieron el modelo siguiente de arrastre a través de un filtro a chorro de pulso:

$$S = S_e(K_2)_c W_c + K_2 W_o$$

en donde:

S = arrastre través del filtro

S_e = arrastre de un filtro recién limpiado

$(K_2)_c$ = resistencia específica del polvo del polvo reciclado

W_c = densidad superficial del polvo de reciclaje

K_2 = resistencia específica del polvo del polvo recién depositado

W_o = densidad superficial del polvo recién depositado

VI.4.3. Procedimientos de diseño

El procedimiento de diseño requiere estimar una relación de gas a tela que es compatible con la selección de la tela y el tipo de limpieza. La selección de la tela con respecto a la composición depende de las características del gas y del polvo; la selección de la tela con respecto a la construcción (tejidas o de felpa) depende en gran parte del tipo de limpieza. Una estimación de una relación de gas a tela que es demasiado alta, comparada con una relación de gas a tela estimada correctamente, conduce a caídas de presión más altas, mayor penetración de las partículas (eficiencia de recolección más baja), y una limpieza más frecuente que conduce a una vida reducida de la tela. Una estimación de una relación de gas a tela que es demasiado bajo aumenta el tamaño y el costo del colector de bolsas innecesariamente. Cada uno de los parámetros para diseño se discuten a continuación.



VI.4.3.1. Relación Gas-a-Tela

La relación gas-a-tela es difícil de estimar a partir de los principios presentados primeramente. Sin embargo, ciertos métodos acortados de complejidad variante permiten una estimación rápida. A continuación se presentan tres métodos de dificultad progresivamente mayor. Para los colectores de bolsas con agitación y con aire a la inversa, el tercer método se realiza de manera óptima con programas de computación disponibles al público. Aunque los colectores de bolsas con chorro a pulso han conquistado una gran parte del mercado, no son necesariamente el tipo menos costoso para una aplicación específica. Las determinaciones del costo para los colectores de bolsas con chorro de pulso deben ser realizadas usando las relaciones gas-a-tela específicas para la aplicación y para los colectores de bolsas con aire a la inversa o con agitación a sus relaciones de gas-a-tela específicas para la aplicación. Los métodos resumidos a continuación se aplican a los colectores de bolsas convencionales. El uso de una simulación electrostática puede permitir una relación mayor de gas-a-tela a una caída de presión determinada; por tanto se requiere una estructura más pequeña de colector de bolsas y menos bolsas. Viner y Locke (Viner & Locke, 1984) discuten los modelos de costo y rendimiento para los filtros de tela estimulados electrostáticamente; sin embargo, no existen datos disponibles para las instalaciones a gran escala. El uso de configuraciones extendidas de la zona de bolsas (bolsas con forma de estrella o cartuchos con medios plisados) no permite cambios significantes en las relaciones de gas-a-tela, pero no permiten la instalación de más tela en un volumen determinado.

VI.4.3.2. Caída de presión

La caída de presión para las bolsas puede ser calculada a partir de las ecuaciones presentadas en la sección precedente si se conocen los valores para los diversos parámetros. Con frecuencia no son conocidos, pero una caída de presión máxima de 5 a 10 pulgadas de H₂O a través del colector de bolsas y de 10 a 20 pulgadas de H₂O a través del sistema por completo puede suponerse si contiene una buena cantidad de conductos.



VI.4.3.3. Características de las partículas

La distribución de tamaños de las partículas y la adhesividad son las propiedades más importantes de las partículas que afectan los procedimientos de diseño. Los tamaños menores de partículas pueden formar una plasta más densa, lo que aumenta la caída de presión. El efecto del tamaño promedio de las partículas que va en disminución es un valor menor de la relación de gas-a-tela aplicable. Las partículas que se adhieren, tales como los residuos aceitosos o los plásticos electrostáticamente activos, pueden requerir la instalación de equipo que inyecte un material de recubrimiento sobre la superficie de la bolsa, el cual actúa como un tampón que atrapa a las partículas y evita que cieguen u obstruyan permanentemente a los poros de la tela. Una selección informada puede eliminar los problemas electrostáticos.

Tabla 33. Propiedades de los principales materiales de tela.

Tela	Temperatura a °F	Resistencia al ácido	Resistencia a los álcalis	Abrasión Flex
Algodón	180	Deficiente	Muy buena	Muy buena
Creslan	250	Buena en ácidos minerales	Buena en álcali débil	Buena a muy buena
Dacron	275	Buena en la mayoría de los ácidos minerales, se disuelve parcialmente en H ₂ SO ₄ concentrado	Buena en álcali débil, mediana en álcali fuerte	Muy buena
Dynel	160	Poco efecto, aun en concentración alta	Poco efecto, aun en concentración alta	Mediana a buena
Fiberglas	500	Mediana a buena	Mediana a buena	Mediana
Filtron	270	Buena a excelente	Buena	Buena a muy buena
Membrana de:				
Nextel	1400	Muy buena	Buena	Buena
Nomex	375	Mediana	Excelente a baja temperatura	Excelente
Nylon	200	Mediana	Excelente	Excelente
Orlon	260	Buena a excelente en ácidos minerales	Mediana a buena en álcalis débiles	Buena
P84	475	Buena	Buena	Buena
Polipropileno	200	Excelente	Excelente	Excelente
Ryton	375	Excelente	Excelente	Buena
Teflón	450	Inerte excepto al flúor	Inerte excepto al trifluoruro, el cloro y metales alcalinos derretidos	Mediana
Lana	200	Muy buena	Deficiente	Mediana a buena



VI.4.3.4. Características de la corriente de gas

La humedad y el contenido de sustancias corrosivas son las características principales de la corriente de gas que requieren una consideración de diseño. El colector de bolsas y el sistema de ductos asociado deben ser aislados y posiblemente calentados si ocurriera la condensación. Tanto los componentes estructurales como los de la tela deben ser considerados, ya que cualquiera de éstos puede ser dañado. En los casos en que la corrosión estructural sea probable, la sustitución del acero inoxidable por el acero ligero puede ser requerida, siempre que no haya presencia de cloruros al usar acero inoxidable de serie 300. (La mayoría de los aceros inoxidables auténticos son susceptibles a la corrosión por cloruros.)

Temperatura

La temperatura de la corriente de contaminante debe permanecer por encima del punto de rocío de cualquier condensable en la corriente. Si la temperatura puede ser disminuida sin acercarse al punto de rocío, se pueden utilizar los enfriadores por aspersión o el aire de dilución de manera que los límites de temperatura de la tela no sean excedidos. Sin embargo, el costo adicional de un pre-enfriador tendrán que ser considerados contra el precio más alto de las bolsas con una mayor resistencia a la temperatura.

Presión

Los filtros de tela estándares pueden ser utilizados para el servicio por presión o al vacío pero únicamente dentro de un rango de alrededor de ± 25 pulgadas de agua. Debido a la construcción de lámina metálica del colector, por lo general no son apropiados para servicios más severos. Sin embargo, para las aplicaciones especiales, se pueden construir cajas para presiones altas.



VI.4.3.5. Consideraciones de diseño de equipo

Cajas a Presión o al Vacío

La localización del colector de bolsas con respecto al ventilador en la corriente de gas afecta el costo de capital. Un colector de bolsas del tipo con succión, con el ventilador localizado en el lado corriente abajo de la unidad, debe tolerar presiones negativas altas y por lo tanto debe estar construida más pesada y reforzada que un colector de bolsas localizada corriente abajo del ventilador (colector de bolsas a presión). La presión negativa en el colector de bolsas por succión puede resultar en condensación, corrosión, o aún explosiones si se están manejando gases combustibles. En el caso de gases tóxicos, esta fuga hacia adentro puede tener una ventaja sobre el colector de bolsas del tipo a presión, en donde las fugas son hacia afuera. La ventaja principal del colector de bolsas con succión es que el ventilador que maneja la corriente de proceso se localiza en el lado de gas limpio del colector de bolsas. Esto reduce el desgaste y la abrasión en el ventilador y permite el uso de ventiladores más eficientes (diseño de aspa con curva hacia atrás).

Construcción Estándar o por pedido

El diseño y la construcción de los colectores de bolsas se separan en dos grupos, estándar y por pedido (Vatavuk, 1990). Además, los colectores de bolsas estándares se separan en categorías de tamaño de baja, mediana y alta capacidad. Los colectores de bolsas estándares son prediseñadas y construidas en la fábrica como unidades completas en serie que son ensambladas en el taller y dotadas de bolsas para unidades de baja capacidad (de cientos a miles de pies cúbicos reales por minuto de producto). Las unidades de capacidad mediana (de miles a menos de 100 000 pies cúbicos reales por minuto) tienen diseños estándares, son ensambladas en el taller, pueden o no ser dotadas de bolsas, y poseen compartimientos de bolsas separados y secciones de tolvas.



Medio de Filtración

El tipo de material del filtro usado en los colectores de bolsas depende de la aplicación específica y de la composición química asociada del gas, la temperatura de operación, la carga de polvo, y las características físicas y químicas de las partículas. La selección de un material, tejido, acabado, o peso específico se basa principalmente en la experiencia previa. Para las telas tejidas, el tipo de hilo (filamento, hilado, o grapa), el diámetro del hilo, y el torcido también son factores en la selección de telas apropiadas para una aplicación específica. Algunas aplicaciones son difíciles o sea, tienen partículas pequeñas o lisas que penetran fácilmente la plasta y la tela, o tienen partículas que se adhieren fuertemente a la tela y son difíciles de remover, o tienen alguna otra característica que degrada la recolección de partículas o la limpieza. Para algunas de estas aplicaciones se puede utilizar el Gore-Tex, una membrana de politetrafluoroetileno (PTFE) laminado a un fondo de tela (felpa o tejido). Los materiales de fondo se seleccionan para ser compatibles con la aplicación para la cual son usados. Otras telas laminadas con membrana de PTFE son distribuidas por Tetratex (Tetratex) y BHA (BHA-Tex). Estas membranas, debido a sus poros pequeños (1 a 2 μm a menores de 1 μm) son ventajosas por su capacidad de recolectar partículas pequeñas casi inmediatamente después de que inicia la filtración. En contraste, las telas tejidas y los materiales no tejidos, (con poros de alrededor de 10 μm a 100 μm) permite que las partículas penetren el filtro durante un tiempo corto antes de que la plasta que cubre la tela sea reconstituida. La eficiencia total de la recolección de masa para un colector de bolsas puede no aparentar ser mayor que para un colector de bolsas con otras telas, pero la eficiencia puede ser mayor para las partículas finas. Para aplicaciones capaces de usar medios de papel, los filtros de cartucho pueden ser particularmente efectivos para las partículas en el rango de las submicras.

VI.4.4. Inversión de capital total

La *total capital investment* (inversión de capital total) incluye los costos de la estructura del colector de bolsas, el complemento inicial de bolsas, y los costos directos e indirectos acostumbrados que se asocian a la instalación o erección de estructuras nuevas. Estos costos se describen a continuación.



VI.4.4.1. Costo del equipo

Costo mínimo de los colectores de bolsas

Las correlaciones del costo con la superficie de tela para algunos tipos de colectores de bolsas se muestran a continuación.

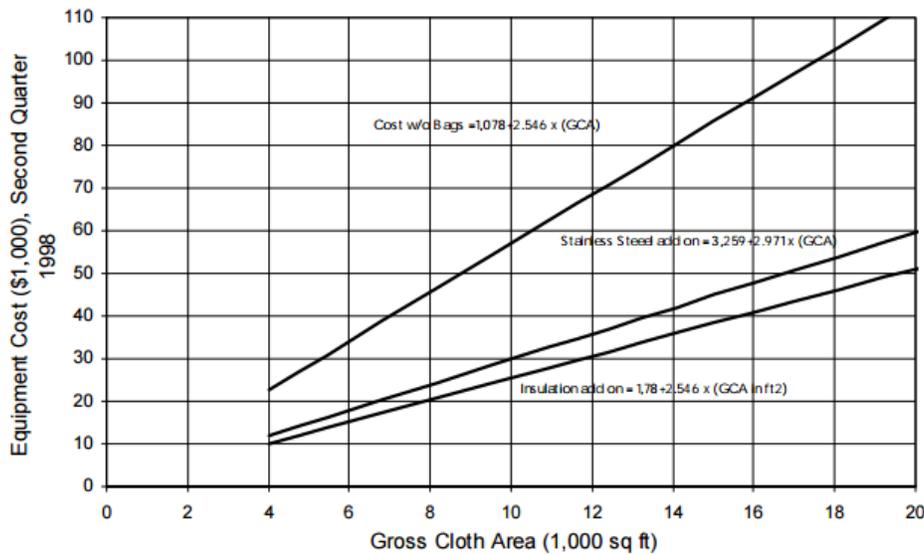


Figura 50. Costos de Equipo para los Filtros con Agitación (Intermitentes).

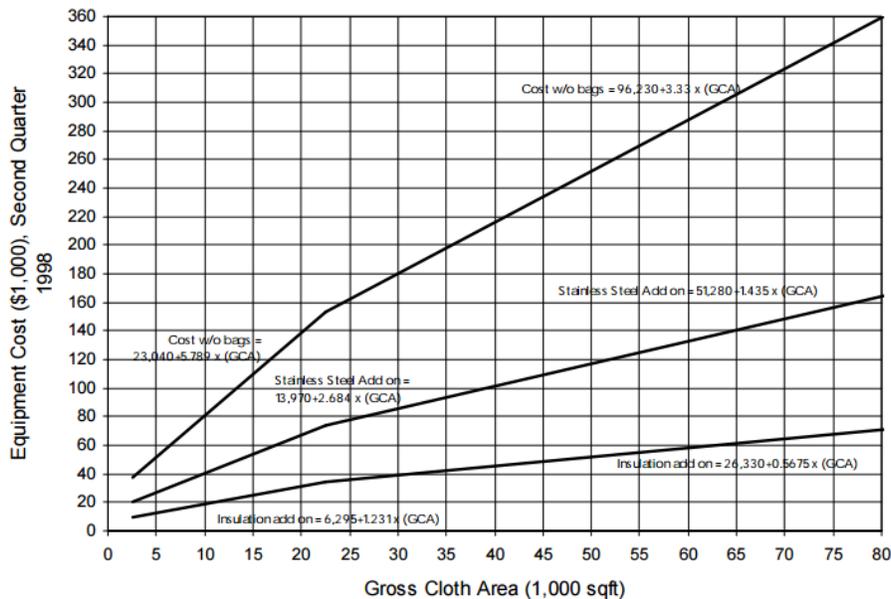


Figura 51. Costos de Equipo para los Filtros con Agitación (Continuos).

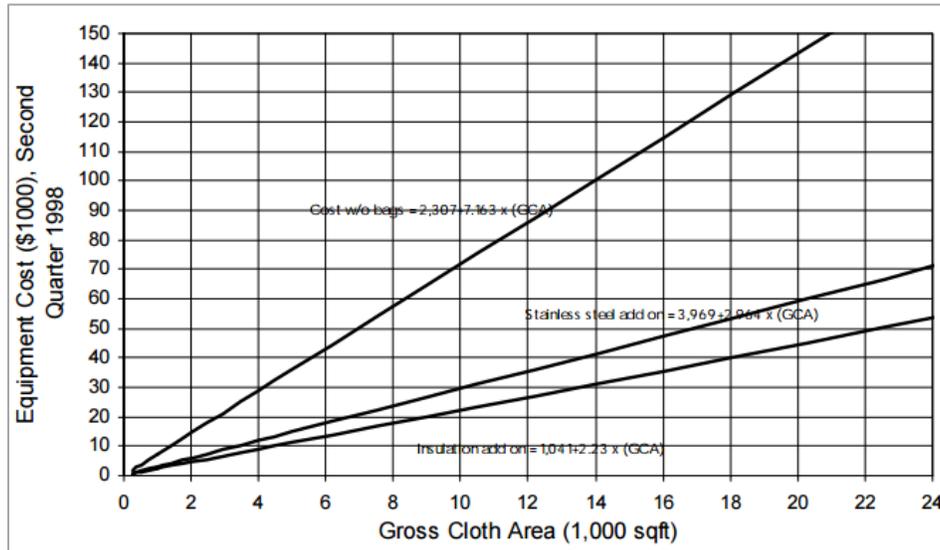


Figura 52. Costos de Equipo para los Filtros con Chorro a Pulso.

Costos de las Bolsas

Los costos de tela de membrana de PTFE son una combinación del costo base de la tela y una primicia para el laminado y su aplicación. A medida que las condiciones del mercado de fibras cambia, los costos de las telas en onzas por yarda cuadrada. Los anillos a presión cosidos a la tela están incluidos en el precio, pero otros artículos para el montaje, tales como las pinzas o las jaulas, deben ser añadidos basándose en el tipo de colector de bolsas.

Equipo Auxiliar

Debido a que las campanas de ventilación, el sistema de conductos, los pre-enfriadores, los ciclones, los ventiladores, los motores, el equipo para la remoción de polvo y las torres de chimenea son comunes a muchos sistemas para el control de contaminante, se les da (o se les dará) un tratamiento extenso en capítulos por separado.



VI.4.5. Costo adquirido total

El *total purchased cost* (costo adquirido total) del sistema de filtros de tela es la suma de los costos del colector de bolsas, las bolsas, y el equipo auxiliar; los instrumentos y los controles, los impuestos, y el transporte. Los instrumentos y los controles, los impuestos, y el transporte por lo general son tomados como porcentajes del costo total estimado de los tres primeros factores. Los valores típicos, son del 10 por ciento para los instrumentos y los controles, el 3 por ciento para impuestos, y el 5 por ciento para transporte. El costo de las bolsas varía desde menos del 15 por ciento a más del 100 por ciento del costo del colector de bolsas austero, dependiendo del tipo de tela requerido. Esta situación no hace aconsejable que se estime el costo adquirido en total sin estimar por separado los costos del colector de bolsas y las bolsas, y disuade del uso de un factor único para estimar un costo del colector de bolsa y las bolsas combinadas.

VI.4.6. Inversión de capital total

La *total capital investment* - TCI (inversión de capital total) es la suma de tres costos: el *purchased equipment cost* - PEC (costo del equipo adquirido), los *direct installation costs* - DC (costos directos de instalación) y los *indirect installation costs* - IC (costos indirectos de instalación). Los actores necesarios para estimar la TCI se presentan en la tabla 34. Estos factores pueden ser demasiado grandes para los filtros de tela “embalados”— aquellos colectores de bolsas pre-ensambladas que consisten de compartimientos, bolsas, ventilador de gas residual y motor, e instrumentos y controles. Debido a que estas unidades embaladas requieren muy poca instalación, sus costos de instalación serían más bajos (del 20 al 25 por ciento del costo del equipo adquirido). Debido a que los costos de bolsas afectan el costo del equipo adquirido en total, los factores de costo en la tabla 34 pueden causar la sobreestimación de la inversión capital total cuando se usan bolsas costosas. El uso de los componentes de acero inoxidable también puede causar la sobreestimación. Debido a que los colectores de bolsas varían en tamaño, los factores específicos para la preparación del sitio o para las edificaciones no son presentados. Los costos para los edificios pueden ser obtenidos de referencias tales como *Means Construction Cost Data* (MCCD) (Vatavuk, 1990). El terreno, el capital de trabajo, y las instalaciones fuera de línea no se requieren normalmente y han sido excluidos de la tabla. Cuando sea necesario, estos costos pueden ser estimados.



Tabla 34. Factores de costo de capital para filtros de tela.

Elementos de costo	Factor
Costos Directos - DC	
Costos de equipo adquirido	
Filtro de tela (costo de equipo) + bolsas + equipo auxiliar	Tal como se estimado, A
Instrumentación	0.10A
Impuestos sobre la venta	0.03A
Transporte	0.05A
Costo de Equipo Adquirido (PEC)	B=1.18A
Costos directos de instalación	
Cimientos y soportes	0.04B
Manejo y erección	0.50B
Sistema eléctrico	0.08B
Tubería	0.01B
Aislamiento para el sistema de conductos	0.07B
Pintura	0.04B
Costo Directo de Instalación	0.74B
Preparación del sitio	Tal como se requerido, SP
Edificaciones	Tal como sea requerido, Edif.
Costo Directo Total (DC)	1.74B+SP+Edif.
Costos Indirectos – IC (instalación)	
Ingeniería	0.10B
Gastos de construcción y campo	0.20B
Honorarios del constructor	0.10B
Inicio de obra	0.01B
Prueba de rendimiento	0.01B
Contingencias	0.03B
Costo Indirecto Total (IC)	0.45B
Inversión de capital total (TCI) = DC + IC	2.19B + SP +Edif.

VI.4.7. Estimando los costos anuales totales

VI.4.7.1. Costo directo anual

Los *direct annual costs* (costos directos anuales) incluyen la mano de obra de operación y de supervisión, los materiales para la operación, las bolsas de repuesto, el mantenimiento (la mano de obra y los materiales), los servicios, y el desecho del polvo. La mayoría de estos costos se discuten individualmente a continuación. Varían con la localización y el tiempo y, por esta razón, deben ser obtenidos para adecuarse al sistema específico del colector de bolsas que está siendo presupuestado.



Mano de Obra de Operación y de Supervisión

Los requisitos típicos de la mano de obra de operación son de 2 a 4 horas por turno para un amplio rango de tamaños de filtros (Perry, 1963). Cuando los filtros de tela son operados para satisfacer las regulaciones de *Maximum Achievable Control Technology - MACT* (Máxima Tecnología de Control Alcanzable), es probable que el límite superior del rango sea adecuado. Las unidades pequeñas o de buen rendimiento pueden requerir menos tiempo, mientras que las unidades muy grandes o problemáticas pueden requerir más. La mano de obra supervisora se cotiza al 15 por ciento de la mano de obra de operación.

163

Materiales de Operación

Por lo general no se requieren materiales para la operación de los colectores de bolsas. Una excepción es el uso de materiales para recubrimiento inyectados en el lado de entrada del colector de bolsas para proporcionar una capa protectora de polvo sobre las bolsas cuando partículas pegajosas o corrosivas pudieran dañarlas. Los adsorbentes pueden ser inyectados de manera similar cuando el colector de bolsas es usada para la remoción simultánea de partículas y gas. Los costos para estos materiales deben ser incluidos en base a los dólares-por-masa (por ejemplo, en dólares por tonelada).

Mantenimiento

La mano de obra de mantenimiento varía de 1 a 2 horas por turno. Tal como con la mano de obra de operación, estos valores pudieran ser reducidos o excedidos dependiendo del tamaño y la dificultad de operación de una unidad en particular. La parte superior del rango puede ser requerida para que la operación satisfaga las regulaciones MACT. Los costos de los materiales para mantenimiento se suponen iguales a los costos de la mano de obra de mantenimiento (Vatavuk, 1990).



Partes de Reemplazo

Las partes de reemplazo consisten de las bolsas de filtro, las que tienen una vida de operación típica de alrededor de 2 a 4 años. La fórmula siguiente se usa para calcular el costo de reemplazo de las bolsas:

$$CRC_B = (C_B + C_L) \times CRF_B$$

en donde

CRC_B = costo de la recuperación del capital de las bolsas (\$ dólares/año)

C_B = costo inicial de las bolsas incluyendo impuestos y transporte (\$ dólares)

C_L = costo de mano de obra para el reemplazo de las bolsas (\$ dólares)

CRF_B = *capital recovery factor* (factor de recuperación del capital) cuyo valor es una función de la tarifa de interés anual y la vida útil de las bolsas (por ejemplo, para una tarifa de interés del 7 por ciento y una vida de 2 años, $CRF_B = 0.5531$.)

Electricidad

La electricidad se requiere para operar los ventiladores del sistema y el equipo de limpieza. La potencia del ventilador de gas primario puede ser calculada a partir de la eficiencia combinada de ventiladores y motores.

Combustible

Los costos de combustible deben ser calculados si el colector de bolsas o el sistema de conductos asociado se calienta para prevenir la condensación. Estos costos pueden ser significantes, pero pueden ser difíciles de predecir.

Agua

El enfriamiento de los gases de proceso a temperaturas aceptables para telas en uso puede ser logrado mediante la dilución con aire, la evaporación con agua, o el intercambio de calor con equipo normal. El equipo de evaporación y el intercambio de calor normal requiere el consumo de la agua de la planta, aunque los costos generalmente no son significantes.



Aire Comprimido

Los filtros de chorro a pulso usan aire comprimido a presiones desde alrededor de 60 a 100 libras por pulgada cuadrada en válvula, psig. El consumo típico es de alrededor de 2 pies cúbicos estándares por minuto por 1 000 pies cúbicos por minuto de gas filtrado.

Desecho del Polvo

Si el polvo recolectado no puede ser recolectado o vendido, debe ser desechado en un relleno sanitario o en alguna otra manera. Los costos de desecho son específicos al sitio, pero típicamente van de \$35 to \$55 dólares por tonelada en basureros municipales en el estado de Pennsylvania, Estados Unidos, excluyendo la transportación. Pueden estar disponibles costos menores para operaciones industriales con contratos de desecho a largo plazo. El desecho de los residuos peligrosos puede costar \$150 dólares por tonelada o más.

VI.4.7.2. Costo indirecto anual

Los costos indirectos anuales incluyen la recuperación del capital, los impuestos de la propiedad, la aseguranza, los costos administrativos («G&A»), y los gastos generales El costo de la recuperación del capital se basa en la vida del equipo y la tarifa de interés anual empleada. Para los filtros de tela, la vida del sistema varía de 5 a 40 años, siendo típicamente de 20 años (Vatavuk, 1990). Sin embargo, esto no se aplica a las bolsas, las cuales por lo general tienen vidas mucho más cortas. Por lo tanto, uno debe basar las estimaciones del costo de recuperación del capital del sistema en el costo de capital instalado, menos el costo de reemplazar las bolsas (o sea, el costo adquirido de las bolsas más el costo de la mano de obra necesaria para reponerlas). Algebraicamente:

$$CRC_s = [TCI - C_B - C_L]CRF_s$$

en donde:

CRC_s = costo de la recuperación del capital para el sistema de filtros de tela (\$ dólares por año).

TCI = inversión de capital total (\$ dólares)

C_B = costo inicial de las bolsas incluyendo los impuestos y la transportación (\$ dólares)

C_L = costo de la mano de obra para el reemplazo de las bolsas (\$ dólares)

CRF_s = factor de recuperación del capital para un sistema de filtros de tela



VI.4.7.3. Créditos por recuperación

Para los procesos que pueden usar de nuevo el polvo recolectado en el colector de bolsas o que pueden vender el polvo (por ejemplo, la ceniza flotante que se vende como un extendedor para las mezclas para pavimentar), se debe tomar un *recovery credit* - RC (crédito por recuperación). Tal como se usó en la ecuación 5.17, este crédito (RC) debe restarse del *total annual cost* - TAC (costo anual total).

166

VI.4.7.4. Costo total anual

El costo anual de ser propietario y operar un sistema de filtros de tela es la suma de los componentes enumerados en los puntos, o sea:

$$TAC = DC + IC - RC$$

donde:

TAC = costo anual total (\$ dólares)

DC = costo directo anual (\$ dólares)

IC = costo indirecto anual (\$ dólares)

RC = créditos de recuperación (anual) (\$ dólares)



VII Tecnologías de conversión de biomasa

La conversión de biomasa se refiere al proceso de convertir la biomasa en energía que pueda utilizarse para generar electricidad y/o calor. Las principales categorías de tecnologías de conversión de biomasa para producción de electricidad y calor son los sistemas de combustión directa y gasificación (U.S. EPA, 2007).

Los sistemas de generación de electricidad tienen por lo general potencias instaladas menores a 50 MW, en comparación con las plantas que emplean carbón, y se encuentran en rango de 100 a 1000 MW. Muchas de las plantas existentes que emplean biomasa cuentan con sistemas de combustión. La biomasa es quemada en una caldera para producir vapor de alta presión que es usado para generar electricidad en turbinas. En algunas aplicaciones, el vapor puede extraerse de la turbina y utilizarse como calor de proceso, para calefacción o enfriamiento. La co-combustión involucra sustituir con biomasa una parte de combustible convencional en una caldera ya existente. Es la opción más económica a corto plazo para el aprovechamiento de biomasa. Dado que la mayoría de las calderas y plantas existentes pueden emplear biomasa sin necesidad de realizar modificaciones mayores, la co-combustión es menos costosa que construir un sistema específicamente diseñado para quema de biomasa. P.ej. comparada con el carbón, el uso de biomasa reduce las emisiones de SO₂, NO_x y algunos otros contaminantes del aire.

Los sistemas de gasificación de biomasa operan calentando la biomasa en un ambiente en el que ésta se descompone hasta formar un gas inflamable. El gas producido, también llamado gas de síntesis, puede limpiarse, filtrarse y posteriormente quemarse en una turbina a gas en un ciclo simple o uno combinado.



VII.1. Combustión directa

El uso más común de la biomasa sólida se da en la combustión directa, con su correspondiente producción de vapor y emisiones de contaminantes de las calderas, una tecnología que tiene sus orígenes en el siglo XIX. Actualmente, las calderas emplean una gran variedad de combustibles y continúan jugando un papel principal en muchos procesos industriales y comerciales, para calefacción y para generación de electricidad. Las calderas se diferencian por su configuración, tamaño y la calidad del vapor o agua caliente que se genera. El tamaño de la caldera se calcula normalmente en función de la entrada de combustible en MMBtu/h, pero también puede medirse por la salida de vapor en lb/h. Dado que las calderas más grandes son las que usualmente se emplean para generar electricidad, también puede ser útil relacionar el tamaño de caldera con la cantidad de electricidad generada. El uso de calderas convencionales y turbinas de vapor requiere hasta 100 MBtu/h y puede proveer casi 10 MW de potencia eléctrica.

Los dos tipos de calderas más comunes para la combustión de biomasa son las calderas de fogón y las de lecho fluidizado. Cada una de estas puede ser alimentada con biomasa o con una combinación de biomasa y carbón. La eficiencia, disponibilidad, equipo y costos de instalación, operación y mantenimiento y otros requisitos se discuten a continuación.

VII.1.1. Calderas de fogón

Este tipo de calderas emplean la combustión directa de combustibles sólidos en presencia de exceso de aire, produciendo un flujo caliente de gases, que posteriormente produce vapor en la sección de intercambio de calor de la caldera. El vapor es usado directamente para propósitos de calentamiento o se hace pasar hacia una turbina para generar electricidad.

Las calderas de fogón modernas consisten de cuatro elementos, 1) un sistema de admisión de combustible, 2) una banda móvil que sostenga el combustible y sea el camino para el aire primario de combustión, 3) un sistema de aire secundario que suministre aire adicional para completar la combustión y minimizar las emisiones a la atmósfera, y 4) un sistema de descarga (Figura 53).

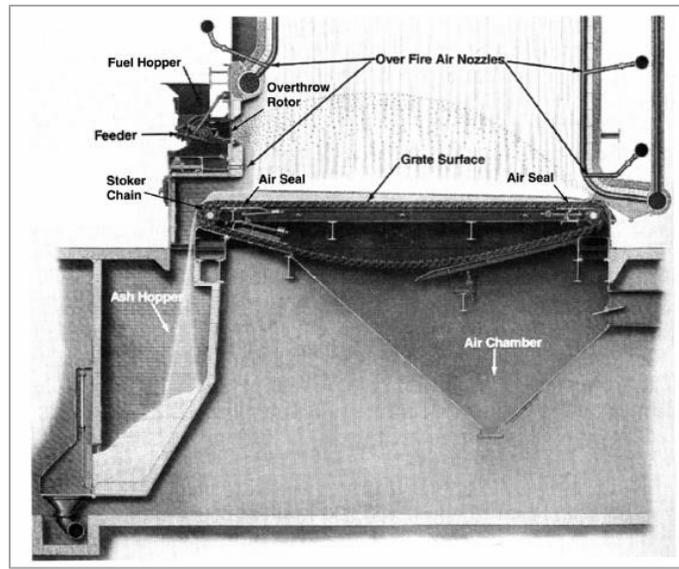


Figura 53. Corte transversal de una caldera de fogón.

Una instalación exitosa de una caldera de fogón requiere que se seleccione el tamaño y el tipo correcto de fogón que se utilizará y las condiciones de carga que requerirá. Las calderas de fogón se describen en función del método de adición y distribución del combustible. Existen dos tipos generales de sistemas, los subalimentados y los sobrealimentados. Los subalimentados suministran el combustible y el aire por debajo de la banda, mientras que los sobrealimentados suministran el combustible desde arriba y el aire desde abajo. Los sistemas sobrealimentados se dividen a su vez en dos tipos: de alimentación de masa y esparcidores.

VII.1.1.1. Fogones subalimentados

Los fogones subalimentados suministran tanto el combustible como el aire primario de combustión por debajo de la banda de modo que la punta de la pila de combustible no se enfríe por el frío o la humedad. El combustible es entonces movido hacia una tolva y colocado sobre la banda. Los fogones subalimentados empujan el combustible hacia el fondo de la cama de combustible mientras que el calor causa la volatilización y la combustión completa para cuando llega a la punta de la cama como cenizas, éstas son descargadas. A medida que el combustible se mueve sobre la banda y es expuesta al aire y calor, comienza a quemarse y transfiere calor hacia tuberías de agua. Junto con el proceso de combustión, las cenizas se acumulan. Existen dos tipos básicos de fogones subalimentados: 1) de alimentación horizontal con descarga lateral de cenizas y 2) de



alimentación por gravedad y descarga trasera de cenizas. Un ejemplo del primero se aprecia en la Figura 54. La demanda de fogones subalimentados ha disminuido debido a los costos y consideraciones ambientales. Este tipo de calderas se adaptan mejor para combustibles relativamente secos (con contenidos de humedad menores al 45%).

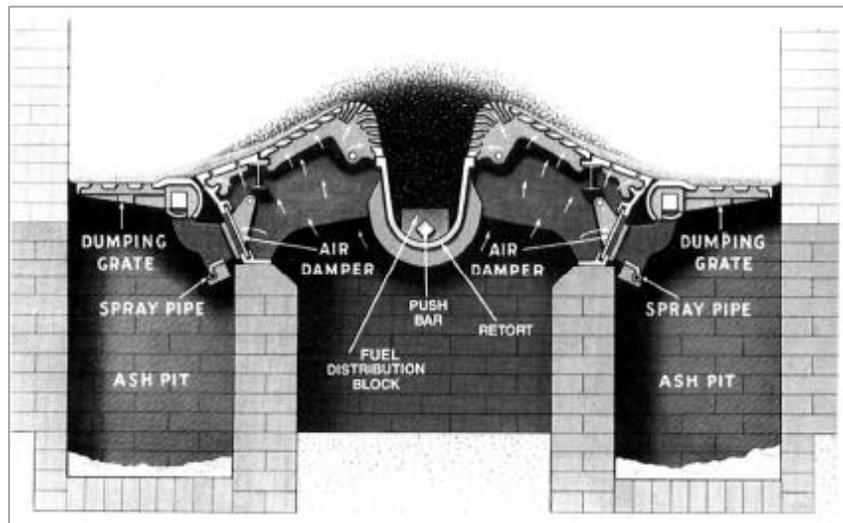


Figura 54. Corte transversal de una caldera de fogón subalimentada con descarga lateral de cenizas.

VII.1.1.2. Fogones sobrealimentados

Los fogones sobrealimentados se clasifican generalmente por el modo en que el combustible es distribuido y quemado al interior de la caldera. Existen los de alimentación de masa o los esparcidores.

Fogones de alimentación de masa

Los fogones con alimentación de masa introducen el combustible de manera continua por un lado de la banda. A medida que el combustible se introduce en la caldera, cae en la banda por gravedad. Para controlar la cantidad de combustible entrante, una compuerta puede moverse de arriba abajo, o puede ajustarse la velocidad con la que el combustible se mueve hacia la compuerta. Al interior de la caldera, el combustible se quema a medida que se desplaza por la banda. El aire primario de combustión fluye de abajo hacia arriba a través de la cama de combustible favoreciendo una combustión completa. Cualquier ceniza que permanezca en la banda es descargada entonces por el lado opuesto del sistema. Los dos principales tipos de fogones de alimentación de masa son: 1) con enfriamiento por agua y banda vibratoria (Figura 55) y 2) fogón de banda móvil.

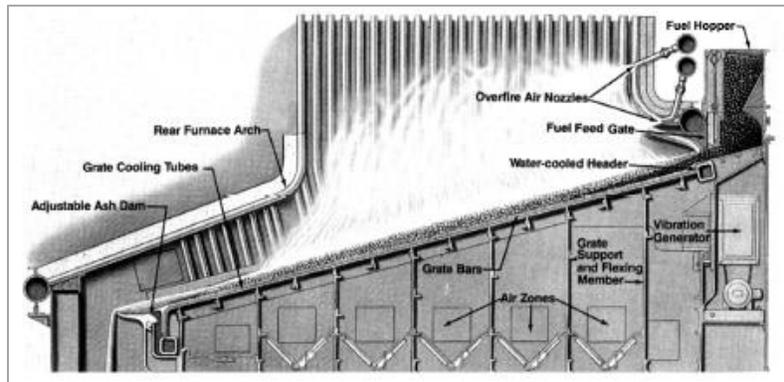


Figura 55. Corte transversal de una caldera de fogón sobrealimentada con enfriamiento por agua y banda vibratoria.

Esparcidores

Los fogones esparcidores son los más utilizados debido a su versatilidad. Son capaces de distribuir uniformemente el combustible sobre la entera banda mediante un dispositivo propulsor que distribuye las partículas finas de combustible por encima de una banda. Los métodos usados para propulsar el combustible incluyen la inyección de aire y rotores de diferentes tipos. A medida que el combustible se introduce en la caldera, las partículas finas se queman estando suspendidas en el aire de combustión. Debido a la combustión en suspensión, los tiempos de respuesta de los fogones esparcidores son mejores que los de alimentación de masas y los subalimentados. El aire primario de combustión es suministrado por debajo de la banda. Dado que el combustible es uniformemente distribuido en el área de la banda, el aire de combustión se distribuye también de manera uniforme por debajo y a lo largo de toda la banda. Otra parte del aire de combustión también ingresa por encima de la banda, completando el proceso de combustión. Las bandas de los fogones esparcidores se diseñan generalmente para moverse en lugar de permanecer en estado estacionario. Por estos motivos, las bandas móviles con enfriadores de aire y agua han sido los diseños más efectivos que se han usado para los fogones sobrealimentados. Las calderas más modernas incorporan los siguientes elementos:

- Equipo que distribuye el combustible uniformemente a lo largo de la banda
- Bandas especialmente diseñadas con medidores de aire
- Recolección de polvos y equipo de reinyección
- Controles de combustión para coordinar las entradas de combustible y aire en función de la demanda de vapor.



VII.1.2. Calderas de lecho fluidizado

Las calderas de lecho fluidizado son el tipo más reciente de calderas desarrolladas para la quema de combustibles sólidos. La principal razón para el desarrollo de estos sistemas es que la combustión en lecho fluidizado reduce las emisiones de SO_2 y NO_x derivadas de la quema de carbón.

En este método de combustión, el combustible se quema en una cama de partículas calientes o no combustibles, suspendidas en un flujo ascendente de aire de combustión que es inyectado desde el fondo del sistema para mantener la cama en un estado flotante o fluidizado. Este mecanismo de la cama hace más eficiente el proceso de combustión, reduciendo el CO_2 y eliminando los residuos sólidos que se forman normalmente en las partículas de combustible. El proceso permite que el oxígeno alcance el material combustible más fácilmente e incrementa la tasa y la eficiencia de combustión. Una ventaja de mezclar en una caldera de lecho fluidizado es que permite un diseño más compacto. El gas natural y el combustóleo también pueden usarse como combustibles de inicio para pre-calentar el lecho o bien como combustibles auxiliar cuando se requiere calor adicional. La mezcla efectiva en el lecho permite que estos sistemas puedan quemar desechos sólidos, desperdicios de madera, residuos de carbón y otros combustibles no convencionales. La Figura 56 presenta los componentes de una caldera de lecho fluidizado.

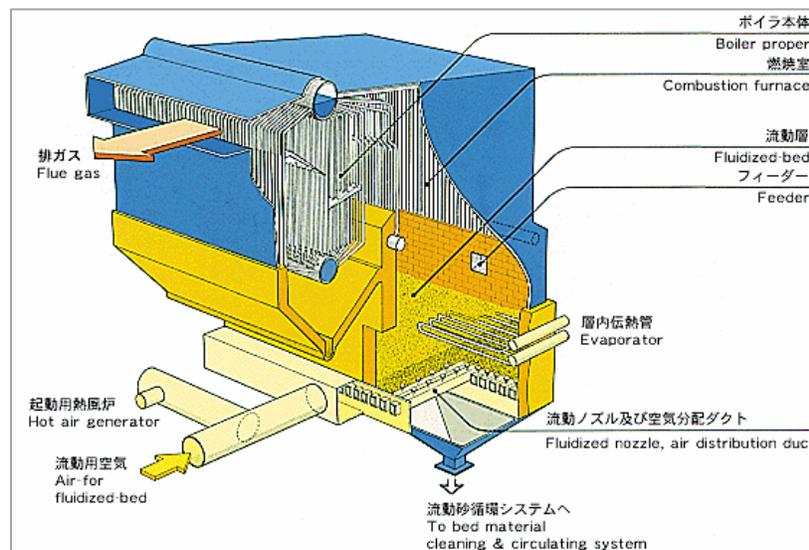


Figura 56. Corte de una caldera de lecho fluidizado.



Un lecho fluidizado provee los medios para mezclar eficientemente el combustible y el aire para la combustión. Cuando el combustible entra al lecho, es calentado rápidamente por encima de su temperatura de ignición, se quema y se vuelve parte de la masa de combustión. El flujo de aire y combustible es controlado para calor de manera continua. Típicamente, la biomasa se quema con un 20% o más, de exceso de aire. Sólo una pequeña fracción del lecho es un material inflamable, el resto es un material inerte, como la arena.

Los combustibles que contienen altas concentraciones de cenizas, azufre y nitrógeno pueden quemarse eficientemente en calderas de lecho fluidizado al mismo tiempo que se limita la emisión de contaminantes. Debido a los tiempos de residencia larga y la alta intensidad de la transferencia de masa, el combustible puede quemarse eficientemente en una caldera de lecho fluidizado a temperaturas considerablemente menores que las de los procesos comunes de combustión (1,400 a 1,600 °F comparados con los 2,200 °F de una caldera de fogón). Las menores temperaturas producen menos NO_x, un beneficio significativo en el caso del uso de biomasa. Las emisiones de SO₂ son generalmente poco significativas y en el caso de emplearse combustibles contaminados con azufre, puede adicionarse cal al lecho para aumentar la captura de azufre.

Las calderas de lecho fluidizado pueden dividirse en unidades a presión atmosférica y presurizadas. Las calderas de lecho fluidizado a presión atmosférica se dividen en: lecho burbujeante y en lecho circulante. La diferencia principal entre éstos es la velocidad de fluidización (mayor en el caso del lecho circulante). Las calderas de lecho circulante separan y capturan el combustible sólido que sale a altas velocidades por el escape y lo regresa al lecho para completar la combustión. Las calderas de lecho fluidizado burbujeante a presión atmosférica son las que emplean comúnmente con la biomasa. El tipo de lecho es seleccionado en función del poder calorífico de la biomasa, el lecho burbujeante se selecciona para combustibles con valores bajos mientras que los de lecho circulante para aquéllos más altos.



En una unidad presurizada, el entero lecho fluidizado se encuentra contenido dentro de un gran contenedor a presión. La combustión de combustibles sólidos produce una corriente de gases de combustión de alta presión. Después de que los gases de combustión pasan a través de un sistema de limpieza, son enviados a una turbina de gas para generar electricidad, por su parte, el calor de la corriente de gases del escape se puede recuperar para evaporar agua para alimentar una turbina de vapor. Por lo tanto, una unidad presurizada es más eficiente pero también más compleja y costosa.

VII.1.3. Eficiencia

La eficiencia de las calderas se define como el porcentaje de la energía de los combustibles que se transforma en energía de vapor. Los rangos de eficiencia de las calderas de fogón y las de lecho fluidizado se encuentra entre 65 y 85% (Council of Industrial Boiler Owners, 1997). El tipo de combustible y su disponibilidad tienen efectos importantes en la eficiencia ya que aquellos con altos poderes caloríficos y bajo contenido de humedad pueden tener eficiencias hasta en un 25% mayores a las de combustibles con poderes caloríficos bajos y altos contenidos de humedad.

La Tabla 35 compara la eficiencia de una caldera de fogón de biomasa y una de lecho fluidizado que son operadas con 50% de exceso de aire con un flujo de gases de salida a una temperatura de 350°F. Esta eficiencia se estima con base en el método de pérdida de calor, que consiste en determinar la eficiencia de la caldera midiendo las pérdidas individuales de calor (expresadas como un porcentaje de la entrada de calor) y restándolas del 100%.

La diferencia principal en la eficiencia entre las calderas de fogón y las de lecho fluidizado es la cantidad de combustible que no se quema.



Tabla 35. Eficiencia de las calderas de biomasa en función de las características del combustible de entrada.

Característica	Caldera de fogón		Caldera de lecho fluidizado	
	Biomasa seca	Biomasa sin secar	Biomasa seca	Biomasa sin secar
Exceso de aire (%)	50	50	50	50
Flujo de gas seco (lb/lb combustible)	15.25	10.675	15.25	10.675
Temperatura final del escape (°F)	350	350	350	350
Poder calorífico superior combustible (Btu/lb)	8,500	5,950	8,500	5,950
Contenido de humedad combustible (%)	0	30	0	30
Porcentaje de hidrógeno del combustible (%)	4.59	3.21	4.59	3.21
Pérdidas de eficiencia				
Pérdidas de flujo de gas seco (%)	11.63	11.63	11.63	11.63
Humedad en el combustible (%)	0.00	5.90	0.00	5.90
Calor latente (%)	5.69	5.69	5.69	5.69
Combustible sin quemar (%)	3.50	3.50	0.25	0.25
Radiación y otros (%)	2.03	2.03	2.03	2.03
Total de pérdidas por combustión (%)	22.85	28.74	19.60	25.49
Eficiencia de la caldera	77.15	71.26	80.40	74.51

VII.1.4. Disponibilidad de operación

Típicamente, ambos sistemas de combustión están diseñados para una operación continua. La variedad estacional de la disponibilidad y calidad de los combustibles puede afectar la operación de una planta, pero este es un problema de suministro y no del desempeño de la caldera. Un sistema a vapor bien diseñado que opere con biomasa puede operar desde un 92 hasta un 98% del tiempo.

176

VII.1.5. Ventajas y desventajas de operación

Las calderas de fogón y las de lecho fluidizado tienen ventajas y desventajas de operar con biomasa, dependiendo de las características del combustible y los requisitos del sitio. La biomasa es extremadamente variable en términos de poder calorífico, contenido de humedad y otros factores que afectan la combustión.

Para asegurar una correcta alimentación de la caldera, la biomasa debe procesarse para darle un tamaño adecuado. La Tabla 36 muestra una comparación de las características de los combustibles en calderas de fogón y de lecho fluidizado. Las calderas de fogón cuentan con tecnología muy básica que ha sido ampliamente estudiada mientras que las de lecho fluidizado son de tecnología más reciente y compleja pero ofrecen flexibilidad y control operativo.

Tabla 36. Comparación entre calderas de fogón y de lecho fluidizado.

Característica	Caldera de fogón	Caldera de lecho fluidizado
Mecanismo de combustión		
Flujo del combustible sólido	Transportada al fogón	Fluidizada por combustión en el aire y recirculada a través de la cámara de combustión y ciclón
Zona de combustión	En el fogón	En la entera área del horno de combustión
Transferencia de masa	Lenta	Activa
Control de combustión		
Respuesta	Lenta respuesta	Rápida respuesta
Control del exceso de aire	Difícil	Posible



Característica	Caldera de fogón	Caldera de lecho fluidizado
Aspectos del combustible		
Uso de varios combustibles	Poco posible	Muy posible
Pre-tratamiento del combustible	Por lo general no es necesario	Los grumos deben ser pulverizados
Factores ambientales		
Bajas emisiones de SOx de la combustión	La desulfuración al interior del horno no es posible	Alta tasa de desulfuración en el horno.
Bajas emisiones de NOx de la combustión	Difícil	NOx bajos inherentes al tipo de proceso
Tamaño de la instalación	Pequeña	Mediana a grande

VII.1.6. Costos de equipo e instalación

Un sistema de caldera de biomasa es una instalación compleja con varios sistemas interconectados. Un sistema integrado de vapor incluiría la preparación del terreno y manejo de equipo, la caldera, ventiladores de aire, controles y sistemas de tratamiento de agua. Muchas de las instalaciones incluyen ciclones para capturar cenizas de gran tamaño, un colector de mangas para partículas finas (PM) o sistemas de lavadores de gases. El control de emisiones de NOx en las calderas de fogón se realiza con un sistema de reducción catalítica no selectiva empleando urea o amoníaco. Otros equipos de control incluyen sistemas de remoción de gases, chimeneas, manejo de cenizas y equipos de monitoreo continuo de emisiones si fuera necesario.

La Tabla 37 muestra las estimaciones de los costos totales de capital (equipo e instalación) tanto para calderas de fogón como de lecho fluidizado para tres tasas de alimentación de biomasa: 100 t/día, 600 t/día y 900 t/día. Estas tasas son comparables con sistemas de vapor que generan 20,000; 150,000 a 185,000; y 250,000 a 275,000 lb/h de vapor, respectivamente, dependiendo de la temperatura del vapor y la presión.



Tabla 37. Costos estimados de costos de capital por instalación.

Características	Alimentación de biomasa (t/día)		
	100	600	900
Entrada de calor por biomasa (MMBtu/h)	35.4	297.5	446.3
Presión de vapor (psig)	275	750	750
Planta integrada con caldera de fogón para generar vapor			
Salida de vapor (lb/h)	20,000	165,000	250,000
Costo del equipo de la caldera de fogón	\$1,195,000	\$7,980,000	\$10,790,000
Otro equipo e instalación	\$795,000	\$10,020,000	\$12,460,000
Costo total de instalación del sistema de caldera	\$1,990,000	\$18,000,000	\$23,250,000
Costo total de preparación del terreno	\$2,640,000	\$5,430,000	\$7,110,000
Costo total de instalación de la planta	\$4,630,000	\$23,430,000	\$30,360,000
Costo unitario (\$USD/lb vapor)	\$232	\$142	\$121
Planta integrada con caldera de lecho fluidizado para generar vapor			
Salida de vapor (lb/h)	20,000	175,000	260,000
Costo del equipo de la caldera de fogón	\$6,175,000	\$14,490,000	\$19,790,000
Otro equipo e instalación	\$795,000	\$10,020,000	\$12,460,000
Costo total de instalación del sistema de caldera	\$6,970,000	\$24,510,000	\$32,250,000
Costo total de preparación del terreno	\$2,640,000	\$5,430,000	\$7,110,000
Costo total de instalación de la planta	\$9,610,000	\$29,940,000	\$39,360,000
Costo unitario (\$USD/lb vapor)	\$480	\$171	\$151

El rango de variación esperado para los costos puede llegar a ser de hasta 35% dependiendo del sitio y las variables del sistema a considerar. Las condiciones del vapor también tienen un impacto significativo en el costo de la caldera; temperaturas y presiones altas requieren tuberías más gruesas y materiales más costosos (Tabla 38). Las calderas que generan vapor a alta temperatura y presión pueden llegar a costar el doble de una caldera convencional.

Tabla 38. Efecto de la salida de vapor en el costo de la caldera.

Condiciones del vapor	Factor de costo de la caldera
150-250 psig	1.0
600-750 psig	1.15-1.25
1,250-1,500 psig	1.5-2.0

VII.1.7. Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento estimados para calderas de fogón y de lecho fluidizado se presentan en la Tabla 39 para tres tamaños de sistemas. Dichos costos están estimados en el contexto de una planta integrada. Los costos incluyen los trabajos de preparación del terreno, materiales y partes de la caldera. Se asume que los costos por sustancias químicas, agua y electricidad, requeridos para hacer funcionar sopladores y equipos auxiliares son de aproximadamente de 0.20 a 0.25 \$USD por cada mil libras de vapor de salida.

Tabla 39. Costos anuales de operación y mantenimiento.

Características	Alimentación de biomasa (t/día)		
	100	600	900
Planta integrada con caldera de fogón para generar vapor			
Salida de vapor (lb/h)	20,000	165,000	250,000
Trabajos de preparación del terreno	\$400,000	\$320,000	\$320,000
Operación y mantenimiento de la caldera	\$160,000	\$1,095,000	\$1,110,000
Total de costos anuales de operación y mantenimiento	\$560,000	\$1,415,000	\$1,430,000
Total de costos anuales de operación y	\$3.55	\$1.09	\$0.73



Características	Alimentación de biomasa (t/día)		
	100	600	900
mantenimiento (\$USD/1000 lb vapor)			
Planta integrada con caldera de lecho fluidizado para generar vapor			
Salida de vapor (lb/h)	20,000	165,000	250,000
Trabajos de preparación del terreno	\$400,000	\$320,000	\$320,000
Operación y mantenimiento de la caldera	\$260,000	\$1,190,000	\$1,205,000
Total de costos anuales de operación y mantenimiento	\$660,000	\$1,510,000	\$1,525,000
Total de costos anuales de operación y mantenimiento (\$USD/1000 lb vapor)	\$4.19	\$1.09	\$0.74

VII.1.8. Estado de comercialización

Las calderas de fogón han sido una tecnología de referencia para el aprovechamiento de biomasa, así como de carbón, y están disponibles por medio de muchos distribuidores. Las calderas de lecho fluidizado son una tecnología más reciente pero también están ampliamente disponibles. Hasta el momento, el uso de éstas últimas ha tenido mayor difusión en Europa que en estados Unidos.

VII.2. Co-combustión

Una de las tecnologías de aprovechamiento de biomas más costo-efectivas y de más fácil implementación es la co-combustión con carbón en calderas ya existentes. La co-combustión se refiere a la práctica de mezclar biomasa con un combustible fósil en calderas de alta eficiencia como una fuente suplementaria de energía. En la co-combustión, la biomasa puede sustituir hasta un 20% del carbón utilizado en una caldera. La co-combustión se emplea normalmente cuando el suministro de biomasa es intermitente o cuando el contenido de humedad de la misma es muy alto. En las plantas grandes, la biomasa se mezcla por lo general con carbón, en este caso se emplea más carbón que biomasa; en las plantas pequeñas, la biomasa se mezcla con gas natural y la cantidad de biomasa es casi siempre mayor porque el gas natural sólo se utiliza para estabilizar la combustión cuando se introduce en las calderas, biomasa con alto contenido de humedad.



VII.2.1. Caracterización

La Figura 57 muestra un diagrama de proceso para una planta de co-combustión estándar alimentada con carbón. La biomasa ha sido utilizada en la co-combustión con carbón a nivel comercial, y es vista como una estrategia de reducir costos por combustibles. En algunos casos, para la co-combustión pueden obtener combustibles provenientes de la industria de la madera y otras, a costos nulos o relativamente bajos. Para que un proyecto de co-combustión pueda considerarse atractivo, La biomasa debe sustituir al menos 20% del requerimiento energético proveniente del carbón.

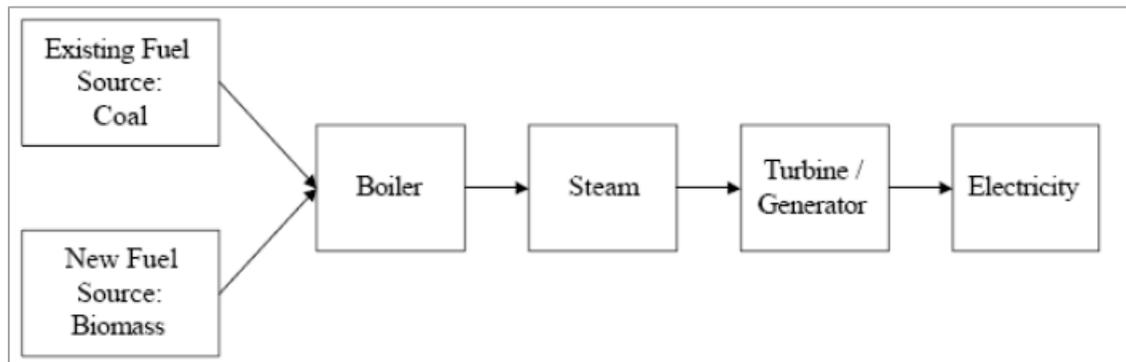


Figura 57. Planta con un sistema de co-combustión de biomasa.

La co-combustión es principalmente la aplicación de un *retro-fit*. El principio básico de es que solamente se requieran las menores modificaciones a la caldera para que pueda quemarse el combustible suplementario. Los tipos de biomasa que han resultado exitosos en la co-combustión son la madera y los pellets de residuos de la industria papelera.

La Tabla 40 muestra la potencia instalada de algunas plantas en Estados Unidos que utilizan la co-combustión, el porcentaje de biomasa que utiliza (en rangos del 10 hasta el 50%) y los tipos de biomasa empleados (leña, residuos de madera, aserrín, etc.).



Tabla 40. Instalaciones con co-combustión de biomasa y carbón.

Lugar	Potencia instalada (MW)	MW producidos con biomasa	Tipo de caldera	Tipo de biomasa
Cedar Rapids, IA	85	6.5	Lecho fluidizado	Desechos de madera y agrícolas
Ashland, WI	34	5.0	Fogón	Residuos de madera
Tuscumbia, AL	190	3.0	Carbón pulverizado	Residuos de madera
Dresden, NY	108	10.0	Carbón pulverizado	Residuos de madera
Bayport, MN	560	10.0	Ciclón	Aserrín
Tacoma, WA	25	12.5	Lecho fluidizado	Leña
Pleasants, WV	188	2.3	Ciclón	Aserrín
Newnan, GA	150	2.0	Carbón pulverizado	Residuos de madera

VII.2.2. Eficiencia

Usualmente no hay cambios significativos en la eficiencia de una caldera que usa la co-combustión. Sin embargo, algunos cambios de diseño y de operación pueden ser necesarios para maximizar la eficiencia de la caldera al mismo tiempo que mantenga una opacidad aceptable, el desempeño de los colectores de polvos y otros requisitos de operación. Sin estos ajustes, la eficiencia y desempeño de la caldera pueden disminuir drásticamente.

VII.2.3. Disponibilidad de operación

La disponibilidad de calderas de co-combustión de biomasa y carbón es similar a la de las calderas tradicionales si se realizan las modificaciones pertinentes al sistema.



VII.2.4. Ventajas y desventajas de operación

Típicamente, el realizar la co-combustión de biomasa en una caldera pre-existente requiere de modificaciones o adiciones al manejo de combustible, el procesamiento, almacenamiento y sistemas de alimentación. Otras ligeras modificaciones a procesos de operación existentes, como incrementar el aire primario de combustión podrían requerirse, así como incrementar la tasa de alimentación de combustible para compensar los bajos poderes caloríficos.

Las características y procesamiento de los combustibles pueden afectar de manera importante la habilidad de usar biomasa como combustible en una caldera. P.ej. las virutas de madera son preferibles a materiales con consistencia similar al mantillo para la co-combustión con carbón. Cuando se emplea biomasa con altas fracciones de partículas finas (p.ej. del tamaño de granos de arena o más pequeños), puede ocurrir un bloqueo del flujo de combustible en varias áreas del sistema. Estos problemas aumentan los costos de mantenimiento.

Otras consideraciones con respecto a los combustibles son los posibles problemas debidos al ensuciamiento, formación de escorias y corrosión. Algunos tipos de biomasa tienen altos contenidos de elementos alcalinos (como el potasio) o altos contenidos de cloro que pueden provocar problemas de deposición de cenizas durante el intercambio de calor. El cloro presente en los gases de combustión, particularmente a altas temperaturas puede causar corrosión acelerada del sistema de combustión y de los componentes de limpieza del flujo de gases. El tipo de biomasa con más problemas son los residuos agrícolas, incluyendo paja y pastos, que tienen altos contenidos de elementos alcalinos y cloro. En contraste, los materiales leñosos y desperdicios de papel tienen contenidos relativamente bajos y no presentan estos problemas.

Actualmente, cerca del 25% de las cenizas provenientes de las plantas carboeléctricas, se utilizan para la producción de cemento y concreto, mientras que otro 15% es usado para otros procesos de manufactura. Estudios recientes demuestran que la biomasa utilizada en la co-combustión no afecta de manera adversa el empleo de las cenizas en la producción de cemento y concreto e incluso podría tener ciertas ventajas (Wang & Baxter, 2007).



VII.2.5. Costos de equipo e instalación

La co-combustión usualmente no requiere de inversiones adicionales al equipo de la caldera ya instalada. Existen costos adicionales por nuevos sistemas de manejo y procesamiento del combustible, controles y contingencias. Para sistemas de mezclado de combustibles a la entrada, en los que la biomasa se adiciona corriente arriba del equipo de preparación del carbón, los costos por el nuevo sistema de preparación pueden ser del 15 al 30% de los costos presentados en la Tabla 37. Para sistemas que utilizan sistemas de alimentación separados, los costos son comprables.

VII.2.6. Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento por incluir la co-combustión son mínimos. Los requisitos de mantenimiento para calderas de co-combustión de biomasa y carbón son similares para los de calderas a carbón. Sin embargo, ligeros cambios a los procedimientos de operación pueden necesitarse, normalmente, los cambios en los costos de operación y mantenimiento se deben a los cambios realizados para recibir la biomasa y preparar la alimentación. Los costos pueden incrementarse en un 15 a 30% del costo de una planta que opere exclusivamente con biomasa.

VII.2.7. Estado de comercialización

Muchas organizaciones, principalmente de la industria eléctrica y el *Electric Power Research Institute* (EPRI) han realizado investigaciones en el campo de la co-combustión con biomasa en instalaciones pequeñas y de gran escala. Estas pruebas demuestran que la co-combustión es posible en una gran variedad de calderas, incluyendo ciclones, fogones, de carbón pulverizado y de lecho fluidizado. En Estados Unidos existen al menos 182 calderas con sistemas de co-combustión de biomasa y combustibles convencionales, de ellas, 114 se encuentran en instalaciones industriales, 32 en plantas de generación eléctrica, 18 en calderas de condados, 10 en escuelas y 8 en instalaciones federales.



VII.3. Gasificación

Se denomina gasificación de biomasa a un conjunto de reacciones termoquímicas que se producen en un ambiente pobre de oxígeno, y que dan como resultado una serie de gases que son susceptibles de ser utilizados en una caldera, en una turbina o en un motor después de haber sido acondicionados previamente.

En resumen, la gasificación se trata de una oxidación parcial de la biomasa usando únicamente un 25-30% del oxígeno estequiométrico para la combustión total de la misma.

Los componentes principales del gas de gasificación son monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂), que pueden ir acompañados por nitrógeno (si el agente gasificante es aire), vapor de agua, dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y, en menor medida, otros hidrocarburos y H₂S. Tanto el tipo de reactor de gasificación como las condiciones de operación (temperatura y agente gasificante) tienen un importante impacto en su composición. En la Tabla 41 puede apreciarse la influencia del agente gasificante en la composición del gas y su poder calorífico.

Tabla 41. Composición y poder calorífico del gas obtenido en función del agente gasificante.

Agente gasificante	PCS (MJ/m ³)	Composición del gas obtenido (% vol)						Usos
		H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	N ₂	C ₂	
Aire		16	20	15	2	50	-	Combustible
Oxígeno	10-20	32	48	15	2	3	-	Combustible de gas de síntesis
Vapor de agua	10-20	50	20	22	6	-	2	Combustible de gas de síntesis



VII.3.1. Principales Elementos de la Gasificación

Agentes gasificantes

Según el agente gasificante que se emplee se producen efectos distintos en la gasificación, y el syngas (producto final) varía en su composición y poder calorífico.

Si se gasifica con aire, parte de la biomasa procesada se quema con el oxígeno presente y el resto de la biomasa sufre la reducción. No obstante, el 50% del syngas es nitrógeno y, en términos de poder calorífico, el gas ronda los 5,5 MJ/Nm³. Este syngas es apropiado para motores de combustión interna convencionales, ya que como materia prima para la síntesis del metanol es un gas pobre.

La gasificación con vapor de agua u oxígeno, mejoran el rendimiento global y aumenta la proporción de hidrógeno en el syngas. Es el sistema más adecuado de producir syngas si se desea emplearlo como materia prima para producir metanol o gasolina sintética. Si bien el aire es gratuito y el vapor de agua se produce a partir del calor contenido en el gas de síntesis, el oxígeno tiene un coste energético y económico a tener en cuenta.

La utilización de hidrógeno como agente gasificante permite obtener un syngas que puede sustituir al gas natural, pues puede alcanzar un poder calorífico de 30 MJ/kg. No obstante, el hidrógeno es el mejor de los combustibles, susceptible de usarse en cualquier dispositivo termoquímico o electroquímico, por lo que no es muy recomendable como gasificante en el ámbito industrial, excepto en los casos de excedentes de baja pureza, no aptos para otra aplicación como una pila de combustible.

Biomasa

Las tecnologías actuales permiten procesar cualquier tipo de combustibles de origen biomásico siempre y cuando cumplan con una densidad mínima de 200-250 kg/m³, una densidad menor a estos valores puede significar dificultades en los conductos verticales complicando la gasificación en lecho fluidizado pues la biomasa es arrastrada por el gas de síntesis con una inherente pérdida en la eficiencia y disponibilidad.

Otro aspecto de relevancia en el proceso de gasificación relacionado con la biomasa es el tamaño de partícula de tal forma que sea homogéneo y que permita que las reacciones se lleven a cabo en velocidades adecuadas con un volumen razonable de acuerdo a las condiciones de operación de los equipos. Se puede decir que cada gasificador precisa de



un tamaño de partícula, que en la mayoría de los casos no debe ser menor de 2-3 mm de diámetro y debe estar con una humedad de entre el 10 y 15%

El tipo de reactor empleado, además de influir en la composición y calidad del gas de gasificación, viene determinado por las características de la biomasa a gasificar: tamaño de partícula, humedad y composición.

VII.3.2. Tipos de gasificadores

VII.3.2.1. Lecho fijo

Los gasificadores de lecho fijo tienen una zona de reacción estacionaria típicamente soportada por una rejilla y se alimentan por la parte superior del reactor. Pueden ser diseñados en configuración updraft o downdraft.

Son los más sencillos de diseñar y operar, además de los más adecuados para aplicaciones a pequeña y mediana escala con requerimientos térmicos de hasta pocos MW. A grandes escalas, los gasificadores de lecho fijo pueden encontrar problemas con la alimentación de biomasa. Esto conlleva un flujo irregular de gas, por lo que conseguir temperaturas uniformes a lo largo del gasificador puede ser difícil debido a la ausencia de mezclado en la zona de reacción. La mayoría de los gasificadores de lecho fijo son soplados por aire y producen gases de baja energía, aunque los diseños soplados por oxígeno han sido probados como más eficientes.

Lecho fijo *Downdraft*:

Con gasificadores de lecho fijo *downdraft*, el agente gasificante (aire u oxígeno) desciende a través del gasificador, mediante un flujo en contracorriente. La gasificación ocurre cerca en la zona inferior del gasificador, en una zona de reacción caliente poco profunda que consta de una capa de carbonilla. La Figura 58 muestra un gasificador típico de lecho fijo en configuración downdraft. La oxidación de la biomasa genera calor para mantener el proceso de gasificación.

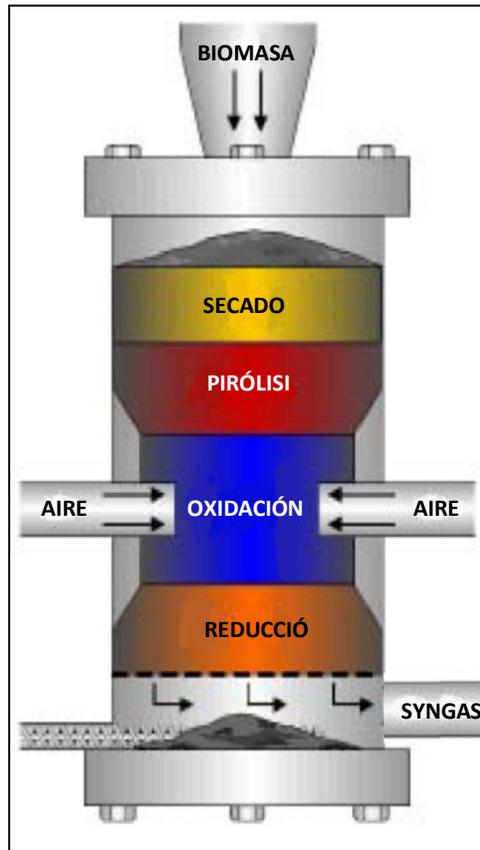


Figura 58. Gasificador de lecho fijo “Downdraft”.

La mayoría del alquitrán en el syngas es destruido por *cracking* térmico mientras pasa a través de la zona de reacción. Los niveles de partículas en el syngas son típicamente bajos debido a la ausencia de turbulencia en el gasificador, pero el gas puede contener componentes alcali mientras sale de la zona caliente del reactor. El principal inconveniente de los gasificadores downdraft es el alto contenido en cenizas arrastradas junto con el gas producido. Este tipo de reactores requieren combustibles con un contenido en humedad relativamente bajo menor al 25%.

Lecho fijo *Updraft*:

El agente gasificante asciende a través de la zona caliente del reactor, cerca de la parte baja del gasificador, en dirección contracorriente al flujo de material sólido como muestra la Figura 59. Reacciones exotérmicas entre aire/oxígeno y el *char*, teniendo lugar en el lecho conducen el proceso de gasificación.

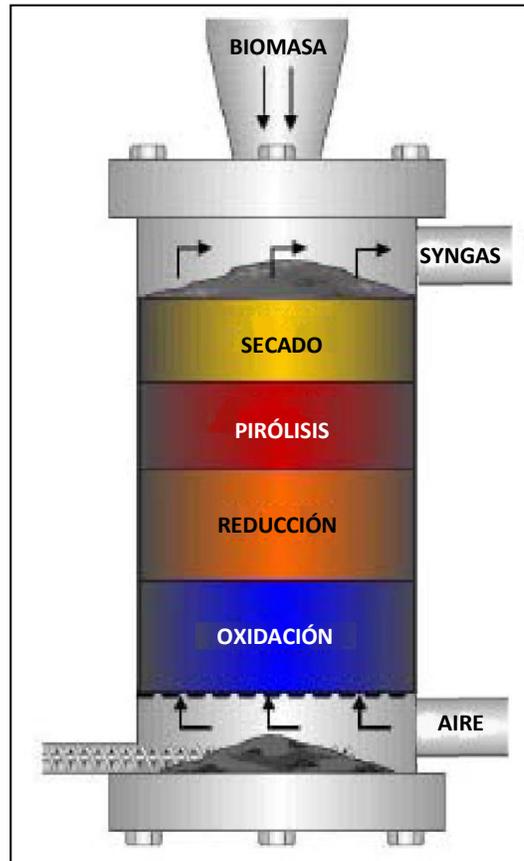


Figura 59. Gasificador de lecho fijo “Updraft”.

El calor en el gas sin tratar es transferido a la biomasa de alimentación, mientras los gases calientes ascienden, y la biomasa desciende a través del gasificador sufriendo secado, pirólisis y gasificación (reducción+oxidación) finalmente. El gas resultante sale a baja temperatura. Las concentraciones de alquitrán en el gas resultante son altas (principal desventaja) ya que los vapores formados en las reacciones de pirólisis son arrastrados hacia arriba a través del reactor con el gas resultante. Los niveles de partículas en el gas resultante a tratar (*raw*) son bajos a causa de las condiciones de no turbulencia. La ceniza es arrastrada junto con los sólidos en la dirección opuesta a la del flujo de gas y es retirada de la parte inferior del gasificador. Con este tipo de gasificador se consigue un buen intercambio de calor, además de admitir combustible con alta humedad, puesto que en este caso pasa por una zona de secado.



Lecho fijo Crossdraft:

En este caso, el agente oxidante se introduce por un lateral del reactor, saliendo el gas de síntesis por el lado diametralmente opuesto (Figura 60). Las distintas etapas de gasificación ocurren concéntricas a la zona de inyección del agente oxidante, característica que permite operar con reactores a pequeñas escalas. La principal desventaja es el alto contenido en alquitrán obtenido.

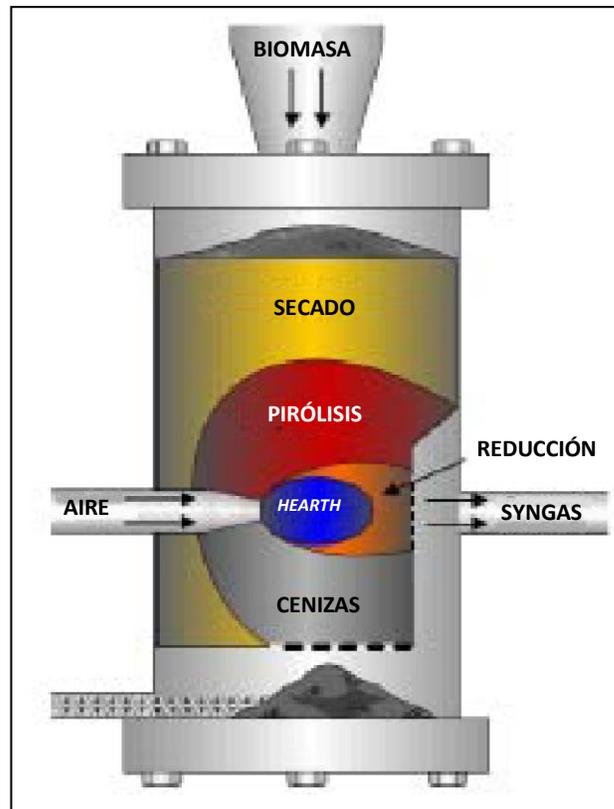


Figura 60. Gasificador de lecho fijo “Crossdraft”.

VII.3.2.2. Lecho fluidizado

Una de las ventajas más importantes de la gasificación en lecho fluidizado es la uniformidad conseguida en la distribución de temperatura en el lecho, puesto que el movimiento de las partículas favorece un mejor contacto gas-sólido, propiciando un mejor mezclado. El gas utilizado para fluidizar el material del lecho puede ser aire, oxígeno, vapor, gas resultante de un reciclado, o una combinación. Los gasificadores de lecho fluidizado pueden ser dimensionados para instalaciones de mediana y gran escala y son los más adecuados para situaciones donde hay una relativa demanda constante del gas



resultante. Esencialmente, todas las instalaciones gasificadoras de grandes dimensiones construidas y probadas en la última década usan diseños de lecho fluidizado. El gas resultante existente del gasificador típicamente tiene altos niveles de partículas como resultado de la turbulencia en el reactor. Las partículas consisten en cenizas originadas por la biomasa y partículas finas que escapan del lecho. Dentro de esta clasificación, se pueden encontrar gasificadores de lecho fluidizado burbujeante y de lecho fluidizado circulante.

En los gasificadores de lecho fluidizado burbujeante (Figura 61) existe una interfase que divide la zona libre de reacción (freeboard) de la zona de reacción (lecho).

Como consecuencia del mezclado, las distintas etapas de la gasificación no se distinguen. La diferencia que suponen los gasificadores de lecho fluidizado circulante (Figura 62) es la existencia de una tubería de retorno al reactor; como consecuencia de la recirculación, se obtienen gases de síntesis con un poder calorífico 3 veces superior al de los gasificadores convencionales (4-6 MJ/Nm³).

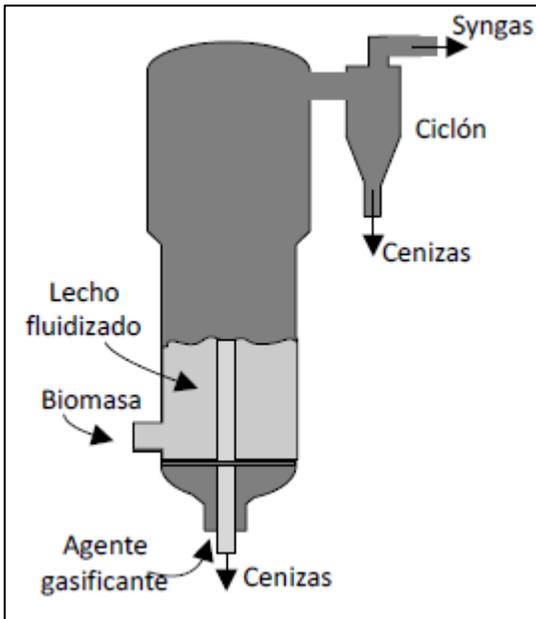


Figura 61. Lecho Fluidizado burbujeante.

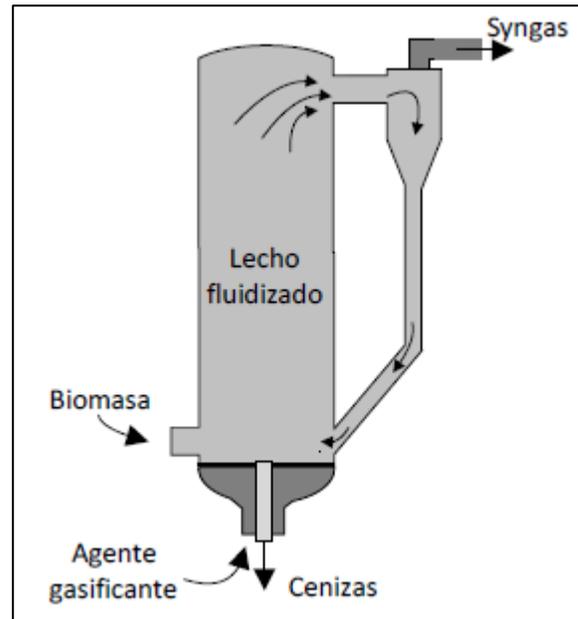


Figura 62. Lecho Fluidizado circulante.

VII.3.2.3. Lecho arrastrado

En este tipo de gasificadores los sólidos son arrastrados en el flujo de gas, fluyendo en paralelo a altas velocidades (ver Figura 63). Para la obtención de buenas conversiones, se requieren temperaturas de reacción de 1200 °C, puesto que el tiempo de residencia de los sólidos es muy corto (del orden de segundos). Al operar con temperaturas tan altas, se suele operar en modo *slagging* (con cenizas fundidas) a elevadas presiones.

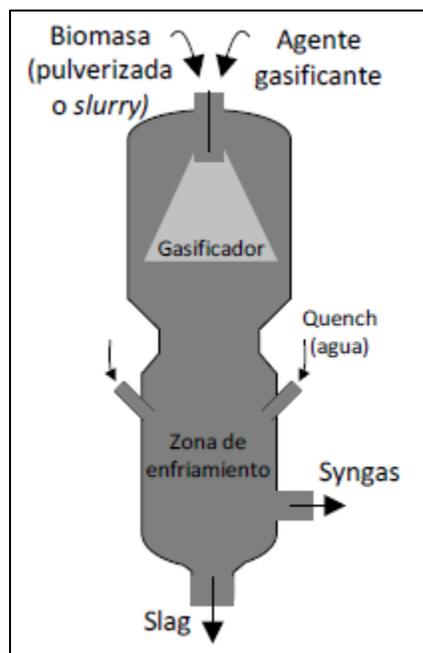


Figura 63. Lecho arrastrado.

Para tener razones de peso en la elección de la biomasa en vez de carbón para gasificar, es preciso hacer una comparativa sobre ventajas e inconvenientes. La diferencia fundamental es la proporción de volátiles liberados durante el proceso de pirólisis por unidad de masa de combustible. Un 50% en peso del carbón se convierte en *char*, mientras que para la biomasa es menor, 15-20%. Esto se debe al contenido en volátiles de ambos, pudiendo llegar a tener un 30-45% más de volátiles la biomasa que los carbones comunes.



Por otra parte, la biomasa es más reactiva que el carbón, propiedad que le confiere el contenido en celulosa y hemicelulosa. Esto posibilita la gasificación de la biomasa a temperaturas inferiores (750-900°C) que la del carbón (1200°C). Como desventaja, el rango de temperaturas de gasificación de biomasa es propicio para que se generen mayores cantidades de alquitranes (*tars*) en el gas de síntesis. Las menores temperaturas en la gasificación de biomasa originan una mayor producción de metano, beneficioso para aplicaciones de calentamiento térmico y motores, y perjudicial para producción de combustibles. Además, se tendrá un mayor rendimiento energético operando a menores temperaturas, puesto que se necesita generar menos energía térmica por la biomasa alimentada para llegar a las temperaturas requeridas, siendo menores las pérdidas térmicas.

VII.3.2.4. Aplicaciones

- Generación de electricidad. Actualmente existe un amplio rango de tecnologías de generación de electricidad de forma renovable que suponen menores costes de generación que mediante la utilización de los gases procedentes de un proceso de gasificación de biomasa, como son la energía eólica, hidráulica y geotérmica. Únicamente hay plantas experimentales y se pone en tela de juicio su rentabilidad.
- Producción de combustibles líquidos sintéticos procedentes de gases de síntesis purificados (syngas). Los que más aplicación tienen son los combustibles producidos del proceso Fischer-Tropsch y el biometanol. Para producir un combustible líquido de hidrocarburos similar a los combustibles procedentes del petróleo a partir de la biomasa, el gas producido es convertido en un gas de síntesis, haciéndolo pasar por una serie de procesos que mejoran su rendimiento. Al no generar un gas de síntesis puramente formado por H₂ y CO, se deben eliminar los componentes adicionales (CH₄, CO₂, alquitrán e hidrocarburos ligeros). A medida que se incremente el precio del petróleo, se prevé un aumento mundial de la inversión en la optimización de la producción de estos combustibles.
- Uso de la energía térmica generada en procesos industriales y domésticos mediante la combustión del gas producido, aplicando directamente los gases de síntesis en hornos y calderas, ya que normalmente estos equipos tienen los requerimientos más bajos en la calidad del gas producido. Se puede utilizar este gas como sustituto del gas natural, incrementando su contenido en metano mediante tratamientos previos.



- Producción de hidrógeno tras la separación del resto de componentes gaseosos. El hidrógeno tiene multitud de aplicaciones, y se usa ampliamente en refinerías de petróleo para craqueo térmico (romper cadenas de hidrocarburos más pesados), industria de la alimentación y electrólisis del agua, entre otras aplicaciones. En el futuro se estima un incremento de la producción de hidrógeno utilizándolo como reactante para producción de electricidad en pilas de combustible.

El proceso de conversión de la biomasa en combustible gaseoso puede ser considerado una tecnología limpia debido a la reducción en emisiones de CO₂; hay una alta eficiencia térmica y un buen control del grado de la combustión; y en áreas donde las fuentes de biomasa están disponibles a bajo precio, los sistemas de gasificación ofrecen ventajas económicas sobre otras tecnologías de generación de energía.

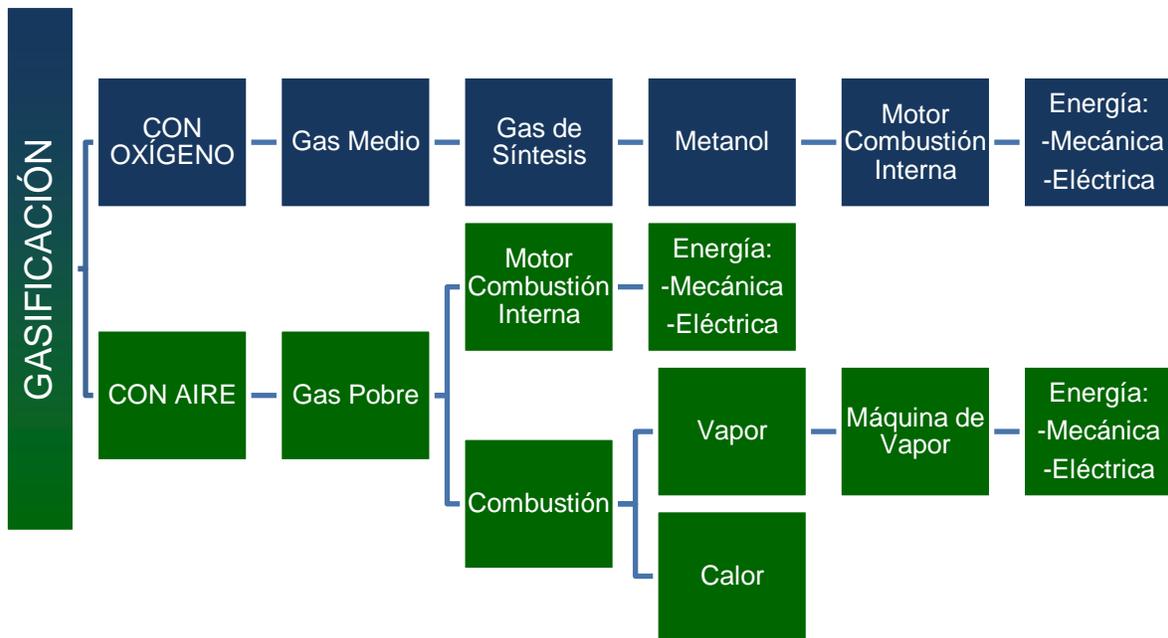


Figura 64. Características del proceso de gasificación.



VII.4. Pirólisis

El proceso de pirólisis de biomasa consiste en la descomposición de la materia orgánica por la acción del calor y en ausencia de oxígeno. La descomposición térmica de estos materiales biomásicos se produce a través de una serie compleja de reacciones químicas, además de procesos de transferencia de masa y calor, lo que hace difícil predecir el transcurso de la pirólisis, puesto que influyen una serie de variables como son las condiciones de operación o el tipo de biomasa empleado.

La pirólisis es el proceso inicial al cual se encuentra sometido el residuo previamente a su combustión o su gasificación y se puede transformar en una mezcla líquida de hidrocarburos, gases combustibles, residuos secos de carbón y agua.

Los gases combustibles pueden servir para accionar motores diesel, para producir electricidad, o para mover vehículos.

VII.4.1. Proceso de pirólisis

Los procesos de pirolisis se pueden dividir en 2 categorías:

- Pirolisis convencional
- Pirolisis a altas temperaturas

La pirolisis convencional puede llevarse a cabo con bajas temperaturas o con temperaturas medias, los procesos a bajas temperaturas se realizan hasta los 550 °C y se utilizan principalmente para la fabricación de aceites y alquitranes, los procesos a temperaturas medias se realizan en temperaturas que oscilan los 550 y 800°C, con lo que se obtienen productos como metano y pequeñas cantidades de hidrocarburos ligeros. La pirolisis a altas temperaturas se realiza en procesos superiores a los 800°C con lo cual se logra la producción de gas con bajo poder calorífico, también llamada *pirolisis súbita* opera en tiempos cortos y hasta los 1000°C, permite obtener una pequeña cantidad de material sólido, alrededor de un 10% y convierte un 60% en gas rico en hidrógeno y monóxido de carbono, esto hace que la pirolisis súbita compita con los métodos de gasificación convencionales.

Los equipos utilizados para los procesos de pirólisis son similares a los de gasificación, sin embargo, estos no tienen un aporte de aire u oxígeno.

En la siguiente figura se puede apreciar el proceso de pirólisis para la biomasa:

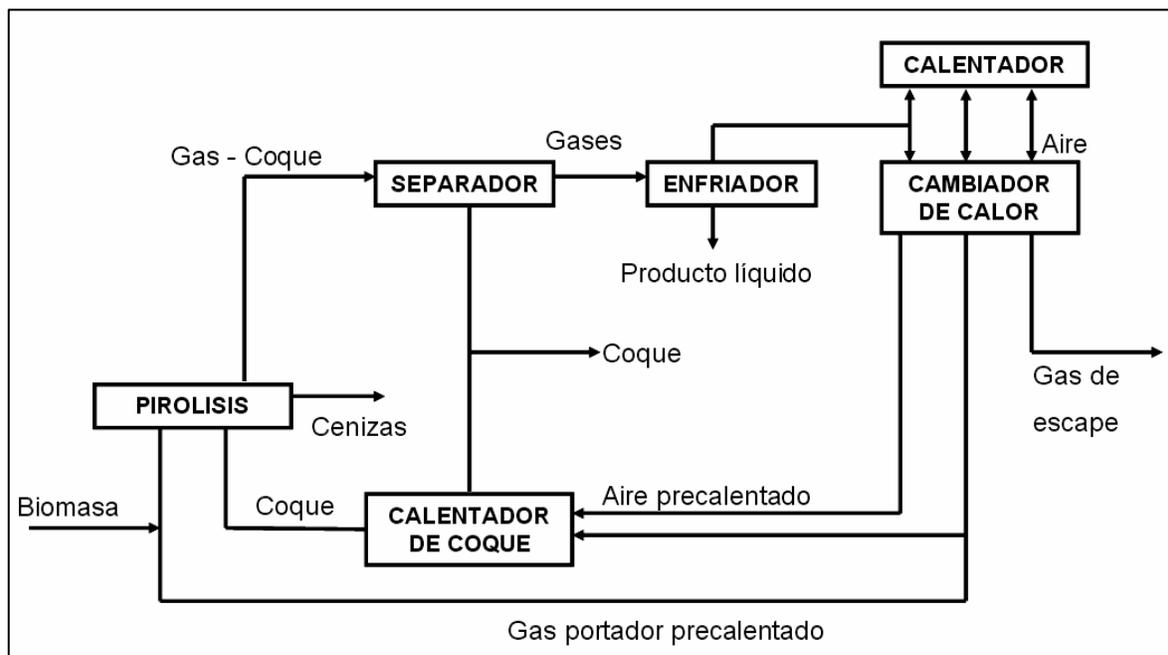


Figura 65. Esquema del proceso de pirólisis de biomasa.

El proceso de pirólisis se puede llevar a cabo de una forma lenta o bien, con un procedimiento más rápido obteniendo diferentes productos:

- **Gases:** Su composición es CO, H₂, CH₄, CO₂ y pequeñas cantidades de hidrocarburos ligeros, etileno, acetileno, etano, etc.
- **Líquidos:** El líquido formado en el proceso de pirólisis es de una compleja composición química; se trata de vapores alquitranados que a la temperatura de la pirólisis son gases, sin embargo al momento de condensarse forman finas gotas alquitranadas.
- **Sólidos:** El producto sólido es un residuo carbonoso llamado semicoque (*char*) que suele utilizarse como combustible, o bien, para la formación de carbón activado.

Actualmente el proceso de pirólisis rápida es de gran importancia práctica, es un proceso con alta velocidad de transferencia de calor a la alimentación y un corto tiempo de residencia del vapor caliente en la zona de reacción. Actualmente este proceso es utilizado comúnmente para la fabricación de sustancias químicas y para la fabricación de combustibles líquidos.

Por su parte la pirólisis lenta es útil para la producción de gas pobre que puede utilizarse de forma directa, o bien para la síntesis de alcoholes como el metanol que es muy importante ya que es capaz de sustituir gasolinas en la alimentación de motores de explosión.

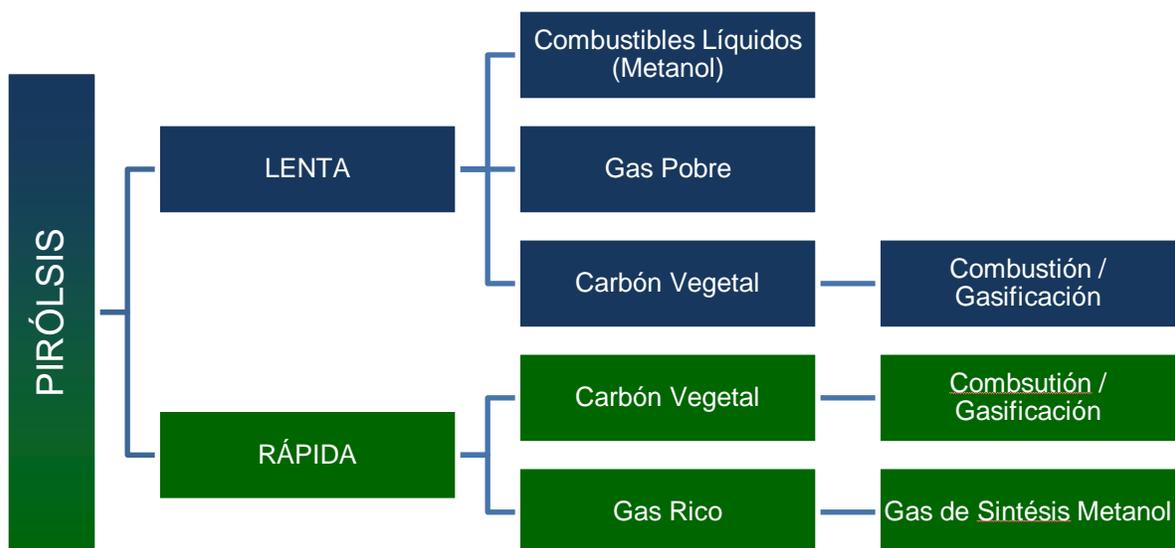


Figura 66. Características Pirólisis Lenta – Pirólisis Rápida

Los resultados de la pirólisis dependen de las siguientes condiciones de operación:

- Velocidad de calentamiento
- Tipo de reactor:
- Tiempo de residencia del gas y de las partículas
- Temperatura
- Presión



Con diferentes configuraciones de reactor de acuerdo a las necesidades se pueden lograr rendimientos cercanos de hasta el 75% basado en el peso inicial de la alimentación seca.

VII.4.2. Ventajas del proceso de pirólisis

198

- Facilidad para el manejo de la fracción líquida generada
- Reducción de emisiones a la atmósfera (proceso cerrado)
- Se puede alimentar con combustibles alternos como material residual de otros procesos.
- No hay generación de NO_x y SO_x .
- Los productos y subproductos pueden ser reutilizados
- Proceso con autosuficiencia en generación de energía.

VII.4.3. Inconvenientes del proceso de pirólisis

- Requiere una alta inversión para instalar la tecnología
- La alimentación del proceso requiere un proceso previo de acondicionamiento de homogenización y humedad para que las condiciones no afecten el rendimiento del proceso.
- Los hidrocarburos líquidos obtenidos deben ser sometidos a un proceso de refinación.
- Tiene un rendimiento menor si se utilizan combustibles derivados de la biomasa en comparación con combustibles fósiles.
- La reducción del volumen de la pirólisis es menor a la que se obtiene en combustión directa.
- Altos costos en hornos pirolíticos.
- Requiere operaciones de mantenimiento para las cenizas.

En resumen, la pirólisis es un proceso similar a la gasificación (a la cual incluye) por el cual se realiza una oxigenación parcial y controlada de la biomasa, para obtener como producto una combinación variable de combustibles sólidos (carbón vegetal), líquidos (efluentes piroleñosos) y gaseosos (gas pobre). Generalmente, el producto principal de la pirólisis es el carbón vegetal, considerándose a los líquidos y gases como subproductos del proceso.



VIII Tecnologías de generación de energía

CHP es la generación secuencial o simultánea de múltiples formas de energía útil (por lo general mecánicas y térmicas) en un único sistema integrado. Los sistemas de cogeneración se componen de un número de componentes individuales de alto riesgo (motor térmico), generador, recuperador de calor, e interconexión eléctrica configurándolo de manera integrada. El tipo de equipo que acciona el sistema global (es decir, el motor primario) típicamente identifica el sistema CHP. Motores primarios para los sistemas de cogeneración incluyen las turbinas de vapor, turbinas de gas (también llamados turbinas de combustión), motores de explosión, motores diesel, microturbinas y pilas de combustible. Estos motores primarios son capaces de quemar una variedad de combustibles, incluyendo la biomasa / biogás, gas natural o carbón para producir potencia en el eje o energía mecánica. Tecnologías adicionales también se utilizan en la configuración de un sistema de cogeneración completo, incluyendo calderas, enfriadoras de absorción, desecantes, enfriadoras de motor impulsado y gasificadores.

Aunque la energía mecánica del motor primario es la más utilizada para accionar un generador para producir electricidad, sino que también puede ser utilizado para conducir equipos rotativos tales como compresores, bombas y ventiladores. La energía térmica desde el sistema se puede utilizar en aplicaciones de procesos directos o indirectamente para producir vapor, agua caliente, aire caliente para el secado, o agua fría para la refrigeración de proceso.

El sector industrial produce actualmente tanto la producción térmica y eléctrica a partir de biomasa en instalaciones de cogeneración en las industrias del papel, químicos, productos de madera, y el procesamiento de alimentos. Estas industrias son los principales usuarios de los combustibles que utilizan biomasa, el calor y el vapor en sus procesos puede mejorar la eficiencia de energía en más de un 35 por ciento. En estas aplicaciones, la configuración típica del sistema CHP se compone de una caldera de biomasa, cuyo vapor se utiliza para impulsar una turbina de vapor, además de la extracción de vapor o calor para su uso proceso.

Las siguientes tecnologías se discuten en este capítulo, en relación específica a su capacidad para funcionar con biomasa o biogás. Un resumen de las principales características de cada uno se muestra en la Tabla 42.



Turbinas de vapor-convertir la energía de vapor de un calor de la caldera o residuos en potencia en el eje.

Turbinas de gas (pistón), incluyendo microturbinas-uso de calor para mover álabes de turbinas que producen electricidad.

Alternativo de combustión interna (IC) – una amplia gama de operación de combustibles líquidos y gaseosos, pero no combustibles sólidos. La potencia en el eje alternativo puede producir cualquiera de electricidad a través de un generador o unidad cargas directamente.

Tabla 42. Comparativa de Primer Motor en tecnologías aplicables a la biomasa.

Características	Primer Motor					
	Turbina de vapor	Turbina de gas/combustión	Micro turbina	Alternativa de motor IC	Pila de motor	Motor Stirling
Tamaño	50 kW a 250 MW	500 kW a 40 MW	30 kW a 250 kW	Menor que 5 MW	Menor que 1 MW	Menor que 200 kW
Combustible	Biomasa/ Biogás Impulsado de caldera para el vapor	Biogás	Biogás	Biogás	Biogás	Biogás o biomasa
Preparación de combustible	Ninguno	Filtro de partículas necesario	Filtro de partículas necesario	Filtro de partículas necesario	Puede haber problemas con Sulfuro, CO y metano	ninguno
Sensibilidad a la humedad	N/A	Si	Si	Si	Si	No
Eficiencia eléctrica (HHV)*	5 a 30%	22 a 36%	22 a 30%	22 a 45%	30 a 63%	5 a 45%
Relación de cobertura	Limpio, responde en minutos	Bueno, responde en minutos	Bueno, responde rápidamente	Amplia gama, responde en segundos.	Rango amplio, tarda en responder (minutos)	Rango amplio, responde en minutos
Aspectos operativos	Alta exactitud, lenta puesta en marcha, larga vida, la infraestructura de	Alta exactitud, alto grado de calor, sin refrigeración necesaria,	Inicio rápido, requiere compresor de gas.	Rápida marcha, un buen seguimiento de carga, debe ser	Poco durable, bajo nivel de ruido	Bajo nivel de ruido



Características	Primer Motor					
	Turbina de vapor	Turbina de gas/combustión	Micro turbina	Alternativa de motor IC	Pila de motor	Motor Stirling
	<i>mantenimiento de fácil acceso.</i>	<i>requiere compresor de gas, la infraestructura de mantenimiento disponibles</i>		<i>enfriado cuando no se utiliza el calor de cogeneración, la infraestructura de mantenimiento disponibles, ruidoso</i>		
Experiencia en campo	<i>Extenso</i>	<i>Extenso</i>	<i>Extenso</i>	<i>Extenso</i>	<i>Poco</i>	<i>limitado</i>
Comercialización	<i>Varios modelos disponibles</i>	<i>Varios modelos disponibles</i>	<i>Varios modelos disponibles</i>	<i>Varios modelos disponibles</i>	<i>Presentación comercial y demostración</i>	<i>Presentación comercial y demostración</i>
Costo de instalación	<i>\$350 a \$750/kW (sin caldera)</i>	<i>~ \$700 a \$2,000/kW</i>	<i>\$1,100 a \$2,000/kW</i>	<i>\$800 a \$1,500/kW</i>	<i>\$3,000 a \$5,000 /kW</i>	<i>Variable \$1,000 a \$10,000 /kW</i>
Costo de operación y mantenimiento (O&M)	<i>Menos que 0.4 ¢/kWh</i>	<i>0.6 a 1.1 ¢/kWh</i>	<i>0.8 a 2.0 ¢/kWh</i>	<i>0.8 a 2.5 ¢/kWh</i>	<i>1 a 4 ¢/kWh</i>	<i>Alrededor de 1 ¢/kWh</i>

* Cálculos de eficiencia se basan en el valor de calentamiento más alto (HHV) del combustible, que incluye el calor de vaporización del agua en los productos de reacción.

Fuente: NREL, 2003.

Cada una de estas tecnologías requiere un combustible que ha pasado por los diferentes pasos de preparación. Para las tecnologías de generación de energía que requieren vapor de combustible (turbina de vapor), una caldera se utiliza para quemar el combustible de biomasa, convirtiéndola en vapor. Para las tecnologías de generación de energía que requieren de gas para operar (turbinas de gas, motores alternativos, pilas de combustible, motores Stirling), la materia prima de la biomasa o bien se gasifica o se recogerá como biogás a partir de un digestor anaeróbico o biogás

Se requiere una cierta cantidad de gas de limpieza para casi cualquier motor primario para ejecutarse en biogás, como es práctica estándar hasta la fecha. Esta limpieza incluiría mínimamente la eliminación de sólidos y agua líquida. Extracción sólo los sólidos y el agua líquida pueden dejar componentes y siloxanos corrosivos, lo que puede dañar el



motor primario. Algunas opciones para su posterior limpieza están comenzando a surgir, tales como:

- "Filtros" químicos para eliminar los compuestos de azufre
- Enfriar el gas para eliminar la humedad adicional
- Filtrar para eliminar los sistemas de siloxanos
- Sistemas químicos para eliminar el CO₂

Los detalles específicos sobre el uso de biogás y combustibles de biomasa en los distintos motores primarios se discuten dentro de cada uno de los apartados siguientes.

VIII.1. Tecnologías de Turbina de vapor

Una turbina de vapor es un dispositivo termodinámico que convierte el vapor a alta presión y a energía, está dada a una alta temperatura en potencia en el eje que a su vez puede ser utilizado para activar un generador y producir energía eléctrica. A diferencia de turbina de gas y sistemas de cogeneración de movimiento alternativo del motor donde el calor es un subproducto de la generación de energía, sistemas de cogeneración de turbina de vapor normalmente generan electricidad como un subproducto de la generación (vapor) de calor. Una turbina de vapor requiere una fuente de calor independiente y no convierte directamente el combustible a la energía eléctrica. La energía se transfiere desde la caldera a la turbina a través de vapor de alta presión, que en los poderes a su vez la turbina y generador¹. Esta separación de funciones permite a las turbinas de vapor para operar con una enorme variedad de combustibles, de gas natural a los residuos sólidos, incluyendo todos los tipos de carbón, madera, residuos de madera y subproductos agrícolas (azúcar de bagazo de caña, huesos de fruta y cáscara de arroz). En las aplicaciones de cogeneración, vapor de agua a baja presión se extrae de la turbina de vapor y se usó directamente o se convierte en otras formas de energía térmica.

En el ciclo termodinámico se ilustra en la Figura 6-1, llamado el ciclo Rankine, el agua líquida se convierte en vapor a alta presión en la caldera y se alimenta a la turbina de vapor. El vapor hace que las palas de la turbina para girar, la creación de poder que se

¹ Las turbinas de vapor también se utilizan para el accionamiento de bombas, compresores y otros equipos mecánicos.



convierte en electricidad con un generador. Un condensador y la bomba se utilizan para recoger el vapor que sale de la turbina, introducirlo en la caldera y completando el ciclo. Hay varios tipos diferentes de turbinas de vapor: 1) una turbina de vapor de condensación como se muestra en la Figura 67 es para aplicaciones de sólo potencia y expande el vapor a baja presión y en ese momento una mezcla vapor / agua líquida se agota a un condensador en condiciones de vacío; 2) turbinas de extracción tienen aberturas en sus cubiertas para la extracción de una porción del vapor de agua en algún presión intermedia para el proceso de calentamiento; 3) Turbinas de contrapresión agotan todo el flujo de vapor para el proceso o instalación a la presión requerida.

Las turbinas de vapor son una de las tecnologías de organizador más versátiles y más antigua y todavía en producción comercial. La generación de energía mediante turbinas de vapor ha estado en uso durante unos 100 años, cuando se sustituyen las máquinas de pistones de vapor debido a sus mayores eficiencias y menores costos. Centrales eléctricas de turbinas de vapor convencionales generan la mayor parte de la electricidad producida en los Estados Unidos. La capacidad de las turbinas de vapor puede variar desde 50 kW hasta varios cientos de MW para las grandes plantas de energía eléctrica. Las turbinas de vapor se utilizan ampliamente para aplicaciones de cogeneración.

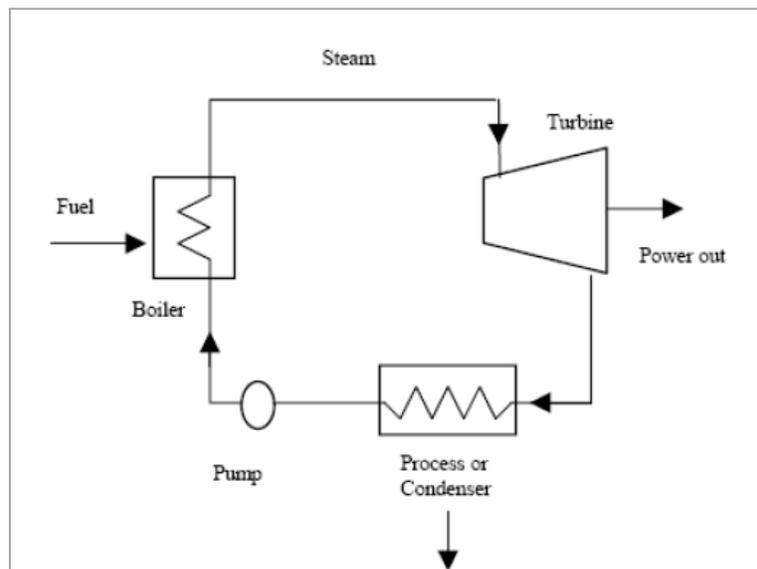


Figura 67. Ciclo simple de Turbina de Vapor.
Fuente: EPA, 2004b.



Características de rendimiento clave de un sistema de turbina de cogeneración de vapor se muestran en la Tabla 43.

Tabla 43. Parámetros de rendimiento típico CHP turbina de vapor de cogeneración.

Parámetros de turbina de vapor	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
Capacidad nominal de generación eléctrica (Kw)	500	3,000	15,000
Tipo de turbina	Baja presión	Baja presión	Baja presión
Costo de equipo(\$/kW)*	600	275	225
Costo de operación y mantenimiento (\$/kWh)*	0.004	0.004	0.004
Eficiencia de turbina isotrópica (%)	50	70	80
Eficiencia de generados/caja de velocidades (%)	94	94	97
Flujo de vapor (lbs/hr)	21,500	126,000	450,000
Presión interna (psig)	500	600	700
Temperatura interna (°F)	550	575	650
Presión de salida (psig)	50	150	150
Temperatura de salida (°F)	298	366	366
<i>Sistema de Parámetros CHP</i>			
Rendimiento de la caldera HHV, (%)	80	80	80
Entrada de combustible (MMBtu/hr)	26.7	147.4	549.0
Proceso de vapor (MMBtu/hr)	19.6	107.0	386.6
Configuraciones de potencia / calor	0.09	0.10	0.13
Total de eficiencia CHP, HHV (%)	79.8	79.5	79.7

* Turbina de vapor solamente grupo electrógeno (equipo de la caldera y de preparación de combustible no incluido).

Fuente: NREL, 2003.



VIII.2. Tecnologías de Turbina de gas

Las turbinas de combustión o turbinas de gas, se han utilizado para la generación de energía durante décadas y son a menudo la tecnología preferida para la nueva generación eléctrica en los Estados Unidos y gran parte del mundo debido a su bajo costo de capital, de bajo mantenimiento, y bajas emisiones. La tecnología de turbina se desarrolló en la década de 1930 como un medio de propulsión para aviones a reacción. El uso de turbinas para la generación de energía comenzó en los años 1940 y 1950, pero no fue hasta la década de 1980 que las mejoras en la eficiencia y la fiabilidad de la turbina se tradujo en una mayor utilización para la producción de energía.

La turbina de gas es un motor de combustión interna que funciona con movimiento de rotación en lugar de movimiento alternativo. Turbinas pueden ser alimentadas por gas natural o biogás y se utilizan en una amplia gama de aplicaciones, incluyendo la generación de energía eléctrica, compresores de gasoductos, y diversas aplicaciones industriales que requieren potencia en el eje. Mientras que muchas turbinas más nuevas son las unidades de servicios públicos grandes, los fabricantes están produciendo unidades más pequeñas y más eficientes que son muy adecuados para aplicaciones de generación distribuida. Turbinas varían en tamaño desde 30 kW (microturbinas) de 250 MW (grandes unidades industriales).

Las turbinas de gas se pueden utilizar en una variedad de configuraciones:

- **Operaciones de ciclo simple** de una sola potencia de la turbina de gas que produce solamente.
- **Operaciones de cogeneración** una turbina de gas de ciclo simple con un intercambiador de recuperación de calor / calor que recupera el calor del escape de la turbina y la convierte en energía térmica útil, por lo general en forma de vapor o agua caliente.
- **Operación de ciclo combinado** de vapor de alta presión se genera a partir del calor del escape recuperado y utilizado para generar energía adicional utilizando una turbina de vapor. Algunas turbinas de ciclo combinado extraen vapor de agua a una presión intermedia para su uso en procesos industriales, lo que los sistemas de cogeneración de ciclo combinado.



Se muestra la configuración de una turbina de gas se en la Figura 68. Como se ilustra en la figura, los sistemas de generación de potencia de turbina de gas utilizan el ciclo Brayton y consisten en un compresor para comprimir el aire a alta presión, una cámara de combustión que funciona a alta presión, la propia turbina de gas (que se muestra en dos partes), y el generador. La sección de turbina comprende uno o más conjuntos de álabes de la turbina que extraen la energía mecánica a partir de los productos de combustión calientes. Parte de esa energía se utiliza para alimentar la etapa del compresor; la energía restante está disponible para impulsar un generador eléctrico u otra carga mecánica. El compresor y todos los álabes de la turbina pueden estar en un eje o puede haber dos ejes, uno para el compresor y las etapas de la turbina que la impulsan, y una segunda para las etapas de la turbina que producen una salida útil. Para inyectar el combustible en la cámara de combustión a presión, el combustible también debe estar presurizado. Un gas de bajo BTU como la mayoría de biogás sólo se necesita una pequeña bomba, mientras que de alto BTU (mayor de aproximadamente 1.000 Btu/pies cúbicos estándar [SCF]) de gas requiere de un pequeño compresor. Eficiencia de la turbina teórica es una función de la temperatura de entrada de la turbina y la relación de presión a través de la turbina de potencia, con mayores niveles de ambos factores que conducen a una mayor eficiencia. La temperatura de entrada está limitada por la capacidad de los álabes de la turbina para operar a esa temperatura durante la vida útil de la turbina.

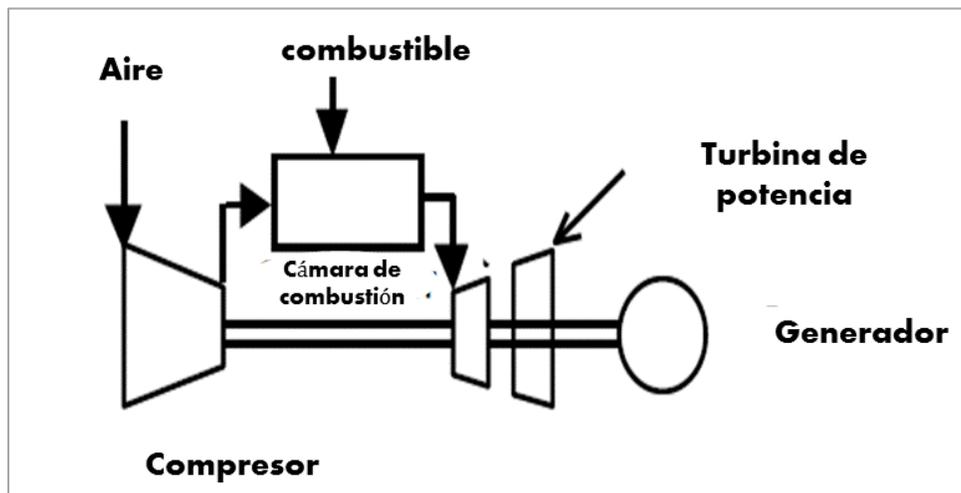


Figura 68. Componentes de una turbina de gas de ciclo simple.

Fuente: Energy and Environmental Analysis, Inc., 2003.

Características de rendimiento y costos típicos de las turbinas de gas a base de combustible de gas natural se muestran en la Tabla 44. Hay algunas diferencias notables en el rendimiento de la turbina de gas con biogás combustibles, como se presenta a continuación:

Tabla 44. Parámetros de rendimiento común de cogeneración.

Características de rendimiento y costo	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
Capacidad nominal de generación eléctrica (Kw)	1,000	5,000	10,000	25,000	40,000
Costo de equipo (\$/kW)*	\$1,200	\$600	\$600	\$520	\$460
Costo de operación y mantenimiento (\$/kWh)*	0.010	0.006	0.006	0.005	0.005
Rendimiento térmico eléctrico HHV, (Btu/kWh)	15,580	12,555	10,950	9,945	9,220
Eficiencia eléctrica, HHV (%)	21.9	27.8	31.2	34.3	37.0
Entrada de combustible (MMBtu/hr)	15.6	62.8	109.5	248.6	368.8
Presión requerida de gas combustible (psig)	95	160	250	340	435
<i>Sistema de Parámetros CHP</i>					
Salida de vapor (MMBtu/hr)	7,108	5,018	4,549	3,592	3,189
Configuraciones de potencia / calor	0.48	0.68	0.75	0.95	1.07
Total de eficiencia CHP, HHV (%)	68	67	73	70	72

* Costo de gas natural alimentado de gas de la turbina-generador (la recuperación de gasificación y el calor no incluido).

Fuente: NREL, 2003.

Un sistema de turbina de gas de la biomasa requiere de biogás, gas digester anaerobio, o un gasificador de biomasa para producir el biogás para la turbina. Este biogás debe ser cuidadosamente filtrada de partículas para evitar dañar las palas de la turbina de gas. Además, debido a un gasificador de biomasa típico produce una baja en Btu biogás (por ejemplo, 100 Btu / scf), el compresor de combustible debe dimensionarse para manejar alrededor de 10 veces el flujo de gas en comparación con el gas natural para proporcionar los mismos BTU a la cámara de combustión. Estas necesidades de flujo hacen que la potencia en el eje para el compresor de combustible comparable a la potencia del compresor de aire, reduciendo así la eficiencia de la turbina. En una turbina de gas



convencional, la turbina está diseñada para manejar aproximadamente el 10 por ciento más de flujo (pies cúbicos estándar por minuto) que el compresor de aire. En una de Btu-bajo la turbina de gas, debe ser diseñada para manejar alrededor de dos veces el flujo del compresor de aire. Además, la relación aire-combustible es menor para el biogás que para el gas natural, no tan todo el aire comprimido se necesita. Parte de este aire comprimido pueden ser redirigidos para proporcionar energía a los compresores de aire para los gasificadores directos a presión o para ayudar a comprimir el biogás en gasificadores atmosféricos. Sin la eliminación del exceso de aire, la capacidad de la turbina se reduce significativamente.

Debido a todas las modificaciones necesarias, las turbinas de gas natural existentes no pueden fácilmente ser adaptados para funcionar con biogás de bajo Btu (<300 Btu / SCF). Las turbinas de gas diseñadas para el biogás de bajo Btu generalmente cuestan al menos 50 por ciento más que las turbinas de gas natural en una base por kW. Muchos fabricantes de turbinas de gas ofrecen productos de turbinas que operan en medio de Btu vertedero y gas de tratamiento de aguas residuales en los costos de equipo que son ligeramente superiores a las turbinas de gas natural, suponiendo que el gas se trata correctamente y limpiado. Los costos de operación y mantenimiento se incrementarán para turbinas de gas a partir de biogás de bajo y mediano Btu debido al aumento de la limpieza y los intervalos de mantenimiento más frecuentes (esto no incluye los costos de operación y de tratamiento y limpieza de biogás, que se discute por separado); los costos de operación y de gas natural previstos se incrementarían en al menos un 75 por ciento para el biogás baja operación Btu operation².

La Figura 69 muestra la propuesta de integrar una turbina de gas en una instalación de gasificación de biomasa. Mientras que un número de turbinas de gas se han estudiado y probado para BTU bajo por la modificación de biogás en uso e integración, la experiencia comercial es muy limitada. En el momento de este informe fue preparado, no había las turbinas de gas identificados operan bajo Btu de gas de síntesis a partir de la gasificación. Hay gasificadores de biomasa que producen gas de síntesis para combustión en las centrales de ciclo combinado de gasificación de carbón integrada. También ha habido gasificadores de biomasa construidas con la intención de que en última instancia la integración con las turbinas de gas, el biogás se está utilizando como combustible suplementario.

² Dynamics Corporation Resources, 2004.



Hay un gran número de turbinas de gas que operan en el acelerador a medio BTU producido por los vertederos y, en menor medida, plantas de tratamiento de aguas residuales. En estas aplicaciones, se requiere la limpieza de gases para eliminar siloxano, cloro y compuestos de azufre, y la humedad.

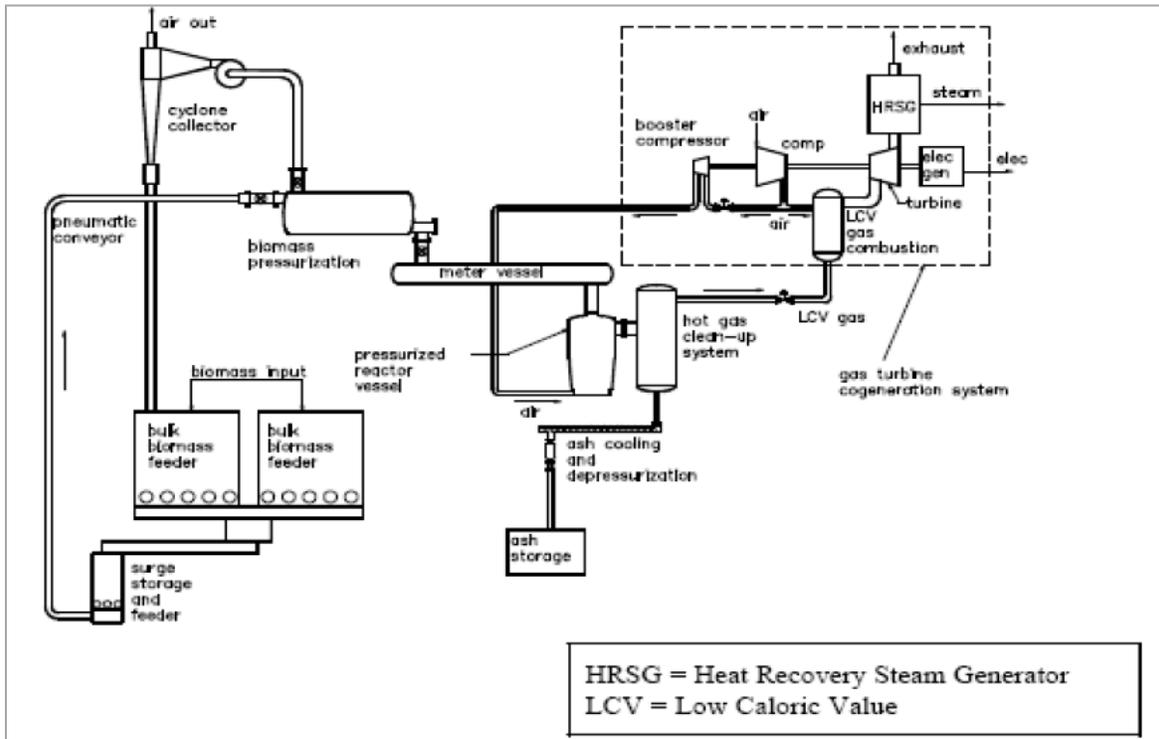


Figura 69. Propuesta de configuración de la turbina de gas de fácil integración de Gasificación de Biomasa.

VIII.3. Sistemas de Microturbinas

Las microturbinas son pequeñas turbinas de gas que queman combustibles gaseosos y líquidos de limpieza para crear energía mecánica que se vuelven a un generador eléctrico u otra carga. La tecnología de microturbina de hoy es el resultado del trabajo de desarrollo en pequeñas turbinas estacionarias y de automoción de gas, equipos de potencia auxiliar, y turbocompresores, gran parte del cual fue perseguido por la industria del automóvil a partir de la década de 1950. Las microturbinas entraron en pruebas de campo en torno a 1997 y comenzaron servicio comercial inicial en 1999.



El rango de tamaño de las microturbinas, ya sea comercialmente disponibles o en desarrollo, es de 30 a 250 kW. Las microturbinas, como las turbinas de gas más grandes, se pueden utilizar en la generación únicamente de la energía o en sistemas de cogeneración. Ellos son capaces de funcionar con una amplia variedad de combustibles, incluyendo gas natural; gases ácidos (alto contenido de azufre); biogás y medianas Btu gases, como el biogás y gas digestor; biocombustibles; y combustibles líquidos como gasolina, queroseno y combustible diesel / combustible para calefacción destilado.

Las microturbinas generalmente tienen eficiencias eléctricas más bajas que los generadores de motor recíproco de tamaño similar y turbinas de gas más grandes. Sin embargo, debido a su simplicidad de diseño y relativamente pocas partes móviles, las microturbinas ofrecen el potencial de mantenimiento reducido en comparación con los motores alternativos.

Las microturbinas suelen tener un intercambiador de calor de recuperación de calor interno llamado un recuperador. En microturbinas típicas, el aire de entrada se comprime en un compresor radial y luego precalienta en el recuperador usando el calor del escape de la turbina. El aire caliente del recuperador se mezcla con el combustible en la cámara de combustión y se enciende. El gas de combustión caliente se expande entonces en una o más secciones de turbina, produciendo rotación de energía mecánica para accionar el compresor y el generador eléctrico. En los modelos de un solo eje, una única turbina de expansión gira tanto en el compresor y el generador. Modelos de dos ejes utilizan una turbina para accionar el compresor y una segunda turbina para accionar el generador, con escape de la turbina del compresor alimentar la turbina generador. De escape de la turbina de potencia se utiliza en el recuperador para precalentar el aire del compresor.

Los componentes básicos de una microturbina se muestran en la Figura 70. El corazón de la microturbina es el paquete de compresor de turbina, que está montado más comúnmente en un solo eje junto con el generador eléctrico. Debido a que el eje de la turbina gira a una velocidad muy alta, la salida eléctrica del generador debe ser procesado para proporcionar 60 Hertz (Hz) Potencia (el estándar de frecuencia en los EE.UU.)



El único eje se apoya en dos (o más) los rodamientos de alta velocidad. Debido a que las turbinas de eje único sólo tienen una parte móvil, que tienen el potencial para un bajo mantenimiento y alta fiabilidad. También hay versiones de dos ejes de la microturbina, en el que la turbina en el primer árbol solamente acciona el compresor, mientras que una turbina de potencia en un segundo eje acciona una caja de engranajes y el generador eléctrico convencional producción de potencia 60 Hz. El diseño de dos eje tiene más partes móviles, pero no requiere la electrónica de potencia sofisticados para convertir la corriente alterna de alta frecuencia (AC) Salida de potencia a utilizables potencia 60 Hz.

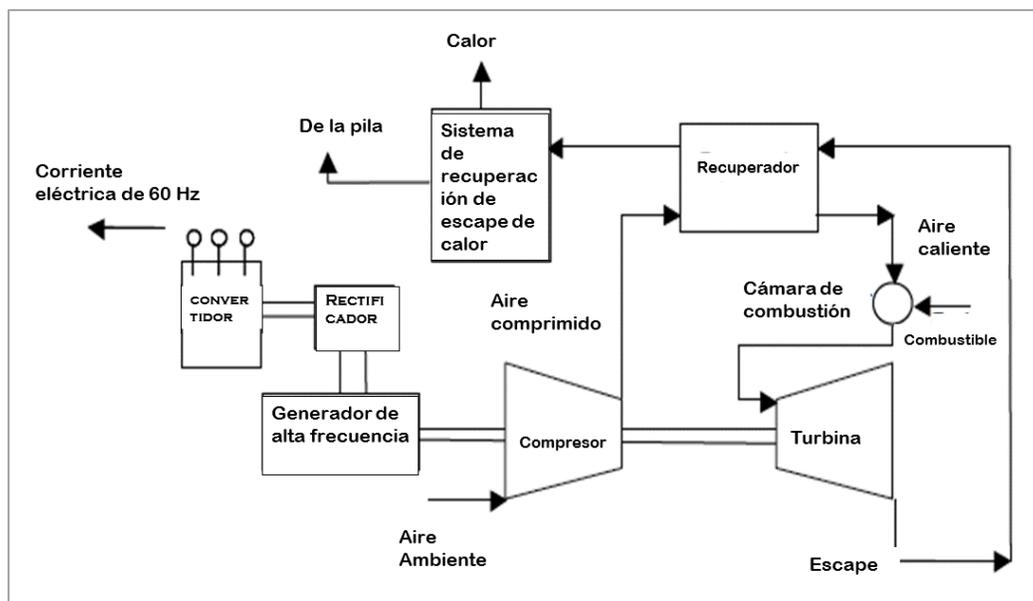


Figura 70. Sistema CHP microturbina-base (Diseño Single-Shaft).

Fuente: Energy and Environmental Analysis, Inc., 2003.

Las microturbinas requieren combustible gaseoso que se suministra en el rango de 64 a 100 psig, o superior. De engranajes, desplazamiento, y compresores de tornillo se han utilizado para aumentar la presión del gas combustible en el lugar a la presión que necesita la microturbina. Sin embargo, esto reduce aún más la eficiencia del sistema.

En funcionamiento CHP, un segundo intercambiador de calor de recuperación de calor de gas de escape puede ser usado para transferir energía restante de la microturbina de escape a un sistema de agua caliente. Microturbinas recuperadas tienen una menor temperatura de escape de las turbinas de ciclo simple, Sin embargo, el calor de escape a bajas temperaturas se puede utilizar para una variedad de diferentes aplicaciones, incluyendo proceso o calefacción, calentamiento de agua potable, la conducción

enfriadores de absorción, o regenerar equipos de deshumidificación desecante. Algunas aplicaciones de cogeneración a base de microturbinas tienen la capacidad de eludir su recuperador para ajustar su relación térmica a eléctrica o no utilice recuperadores en absoluto. La temperatura de los gases de escape a partir de estas microturbinas es mucho mayor (hasta 1200 °F) y por lo tanto, más y más alto de calor de temperatura está disponible para la recuperación. Características de rendimiento y costos típicos de microturbinas en base a combustible de gas natural se muestran en la Tabla 45.

Las microturbinas han demostrado que pueden manejar gas de relleno sanitario y tratamiento de aguas residuales, y en algunos casos de biogás de bajo Btu, razonablemente bien debido a su diseño simple. No se necesitan modificaciones importantes, pero además de la potencia requerida por el compresor de gas combustible, hay una pequeña reducción en la potencia de salida (10 a 15 por ciento) cuando se ejecuta en vertedero o gas digestor. Con los dos factores considerados, un aumento de 15 a 20 por ciento en el precio por kW se esperaría de microturbinas operan vertedero o gas digestor en comparación con el precio del gas natural unidades del mismo tamaño despedido. Los costos de mantenimiento también aumentarían de 30 a 40 por ciento debido a los intervalos de mantenimiento más cortos y el aumento de las inspecciones.

Tabla 45. Parámetros de rendimiento de microturbina CHP.

Características de rendimientos y costos	Sistema 1	Sistema 2
Capacidad nominal de generación eléctrica (Kw)	100	250
Costo de equipo (\$/kW)*	\$1,350	\$1,100
Costo de operación y mantenimiento (\$/kWh)*	0.015	0.012
Rendimiento térmico eléctrico HHV, (Btu/kWh)	13,555	11,850
Eficiencia eléctrica, HHV (%)	25.2	28.8
Entrada de combustible (MMBtu/hr)	1.4	3.0
<i>Sistema de Parámetros CHP</i>		
Recuperador de calor (MMBtu/kWh)	5,018	3,630
Configuraciones de potencia / calor	0.68	0.94
Total de eficiencia CHP, HHV (%)	62	59

* El costo de microturbina de gas es solamente como combustible natural, (gasificación y biogás tratamiento no incluido).

Fuente: NREL, 2003.



VIII.4. Tecnologías alternativas del motor de combustión interna

Los motores alternativos de combustión interna son una tecnología muy extendida y bien conocida. La producción en norteamericana supera los 35 millones de unidades por año para automóviles, camiones, equipos de construcción y minería, propulsión marina, cuidado del césped, y un conjunto diverso de aplicaciones de generación de energía. Una variedad de productos de motores estacionarios están disponibles para una amplia gama de aplicaciones en el mercado de generación de energía y ciclos de trabajo, incluidas las de espera y de energía de emergencia, el servicio en horas pico, potencia de carga intermedia y la base, y la cogeneración. Motores alternativos IC están disponibles para aplicaciones de generación de energía en tamaños que van desde unos pocos kilovatios a más de 5 MW.

213

Hay dos tipos básicos de movimiento alternativo de encendido IC motores de chispa (SI) y de encendido por compresión (CI). Los motores SI para la generación de energía utilizan gas natural como el combustible preferido, aunque pueden ser configurados para funcionar a gas propano, la gasolina, el biogás, o biogás. Los motores de encendido (a menudo llamados motores diesel) operan con combustible diesel o aceite pesado, o pueden configurarse para funcionar en una configuración de doble combustible que quema el gas natural o biogás principalmente con una pequeña cantidad de combustible piloto diesel.

Aunque los motores diesel han sido históricamente el tipo más popular de motor alternativo de IC para aplicaciones de generación de energía, su uso ha sido cada vez más restringido a reserva de emergencia o servicio ciclo de trabajo limitado en los Estados Unidos y otras naciones industrializadas debido a preocupaciones de emisiones a la atmósfera, asociado sobre todo con NOx y PM. En consecuencia, el motor SI gas y piedra natural, que también podría funcionar con biogás, es ahora el motor de elección para el mercado de la energía estacionaria ciclo superior de servicio-(más de 500 horas / año) y es el enfoque principal de esta discusión.



La tecnología de motor alternativo IC ha mejorado dramáticamente en las últimas tres décadas, impulsada por las presiones económicas y ambientales para mejorar la densidad de potencia (más de salida por unidad de desplazamiento del motor), el aumento de la eficiencia del combustible y reducir las emisiones. Los sistemas informáticos han avanzado mucho vaivén diseño del motor y el control, acelerando diseños avanzados del motor y permite un control más preciso de diagnóstico y monitoreo del proceso de motor. Fabricantes de motores estacionarios y empresas de investigación y desarrollo del motor de todo el mundo siguen impulsando la tecnología de motores de avanzada, incluyendo la aceleración de la difusión de la tecnología y los conceptos del mercado de la automoción en el mercado estacionario.

Las características de rendimiento y costes típicos de motores alternativos a base de combustible de gas natural se muestran en la Tabla 46.

Tabla 46. Parámetros de rendimiento CHP de motor de gas IC.

Parámetros de turbina de vapor	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
Capacidad nominal de generación eléctrica (Kw)	100	300	1000	3,000	5,000
Costo de equipo (\$/kW)*	\$900	\$770	\$720	\$570	\$550
Costo de operación y mantenimiento (\$/kWh)*	0.018	0.013	0.009	0.008	0.008
Rendimiento térmico eléctrico HHV, (Btu/kWh)	11,500	11,000	10,200	9,533	9,213
Eficiencia eléctrica, HHV (%)	29.7	31.0	33.5	35.8	37.0
Entrada de combustible (MMBtu/hr)	1.11	3.29	10.2	28.6	46.1
Sistema de Parámetros CHP					
Recuperador de calor (MMBtu/kWh)	5,593	5.093	3,709	3,281	3,345
Configuraciones de potencia / calor	0.61	0.67	0.92	1.04	1.02
Total de eficiencia CHP, HHV (%)	78	77	70	70	73

* Los costos de gas natural (tratamiento de gasificación y de combustible no incluido).

Fuente: NREL, 2003.



Un sistema de motor alternativo de biogás como combustible se encontrará con muchos de los mismos problemas de funcionamiento como una turbina de gas de biogás como combustible:

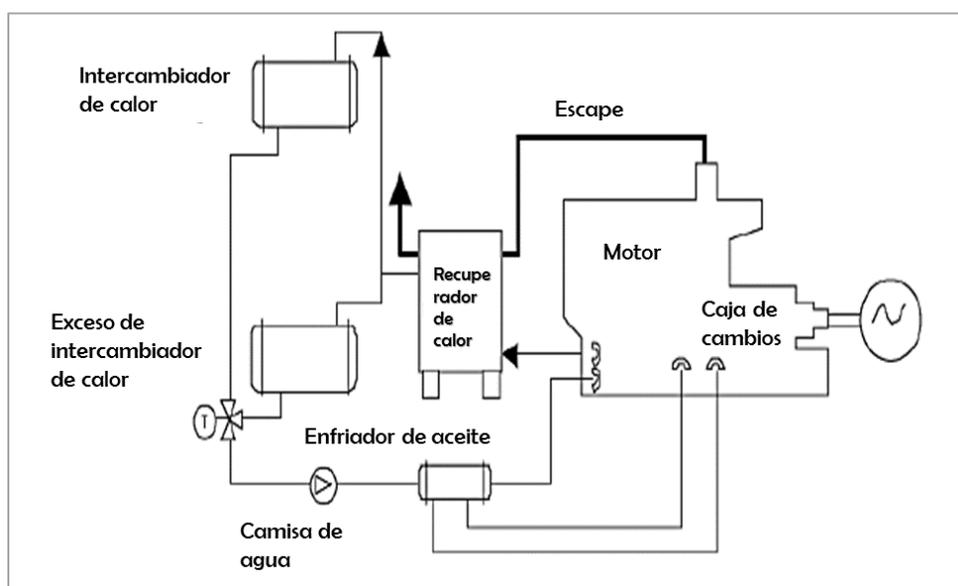
- Biogás, un digestor anaeróbico, o un gasificador de biomasa que se necesita para producir el combustible de biogás para el motor.
- El biogás debe ser cuidadosamente filtrado de partículas para evitar dañar el motor.
- El motor debe estar sobrevalorado para la quema de biogás de bajo Btu en lugar de gas natural.

Los motores requieren una modificación para dar cabida a más altas velocidades de flujo y las impurezas. Sin embargo, las modificaciones necesarias a los motores alternativos se consiguen más fácilmente. En la mayoría de los casos, más dispositivos de filtración y los nuevos colectores son todo lo que se requiere para dar cabida a los gases medio-Btu tales como vertederos y gas digestor, normalmente añadiendo un 5 por ciento al costo de un motor de gas natural. Además, los valores de calefacción inferiores de biogás resultan en una disminución del 15 por ciento en la producción de energía en comparación con un motor de gas natural, lo que aumenta aún más el coste total del equipo sobre una base por kilovatio. Los problemas de mantenimiento asociados con biogás utilizan en motores alternativos incluyen el aumento de desgaste, más limpieza, y hasta ocho veces más frecuentes cambios de aceite. Operación y los costos totales no-combustible para un motor de biogás son de aproximadamente 60 a 70 por ciento superior a la de un motor de gas natural.⁷²

La recuperación de calor de un motor de combustión interna es más compleja, pero más flexible, que de una turbina de gas. Como se ilustra en la figura 6-5, el calor se puede recuperar no sólo de los gases de escape, sino también de la camisa de agua y el aceite del motor. La fuente de calor de alta temperatura es el escape del motor, en 600-1,200 °F. Dependiendo del diseño, entre 1.000 y 2,200 BTU se pueden recuperar de los gases de escape por kilovatio de potencia en el eje del motor. El agua de la camisa sale del motor (que se muestra en la esquina inferior izquierda del motor) a alrededor de 200 °F. Tanto como 4,000 Btu / kWh de calor pueden ser recuperados de la camisa de agua, dependiendo del diseño del sistema, pero lo común es 2,500 Btu / kWh. En este diagrama, el calor del escape del motor se utiliza para calentar el agua de la camisa antes de ser enviada al intercambiador de calor. Si la demanda de calor es menor que el calor

producido por el sistema CHP, parte de la camisa de agua es derivada al intercambiador de calor en exceso, donde el calor se descarga a la atmósfera. Después de moverse a través de los intercambiadores de calor, la camisa de agua se bombea a través de ellos del enfriador de aceite (calentando ligeramente la camisa de agua) y de nuevo en el motor. En un circuito separado, el aceite lubricante del motor es bombeado desde el cárter de aceite a través del enfriador de aceite y de nuevo en el motor. Sólo 300 a 900 Btu / kWh pueden ser recuperados a partir del aceite lubricante del motor. Otra fuente de calor (no mostrado) es intercooling turbocompresor y posenfriamiento, que puede ser separada o parte del sistema de refrigeración de la chaqueta. Los tres posibles bucles de calor ofrecen la oportunidad de diseñar la recuperación de calor para que coincida más estrechamente la carga térmica del sitio.

Figura 71. Sistema de recuperación de calor de circuito cerrado para un motor alternativo IC.



Fuente: EPA 2004b

Hay un gran número de motores de combustión interna de gas que operan con gas de los rellenos sanitarios, plantas de tratamiento de aguas residuales, y algunas instalaciones de engorde de animales. Los principales fabricantes de motores ofrecen paquetes y valoraciones de configuración del motor específicamente para gases a medio-BTU. Además, algunos proyectos de desarrollo de la gasificación de biomasa y de demostraciones modulares dispararan la energía térmica de biogás en motores alternativos de IC. Estos sistemas requieren un combustible líquido o gaseoso suplementario para la puesta en marcha.



IX Propuesta de norma para el control de las emisiones en sistemas de combustión operados con biomasa (bagazo de caña)

NORMA Oficial Mexicana NOM-XXX-SEMARNAT-2016, Contaminación atmosférica.- Niveles máximos permisibles de emisión provenientes de generadores de vapor que utilizan bagazo de caña como combustible.

217

CUAUHTEMOC OCHOA FERNANDEZ, Subsecretario de Fomento y Normatividad Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y Presidenta del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con fundamento en los artículos 32 Bis fracción IV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 5 fracciones V, XII y XIII, 36, 37, 37 Bis, 111 fracción III, 113 y 171 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente; 38 fracción II, 40 fracción X, 43, 44, 47 y 51 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 28 y 34 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, 8 del Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, y

CONSIDERANDO

Que la calidad del aire debe ser satisfactoria en todo el país para asegurar el bienestar de la población y el equilibrio ecológico, por lo que se debe controlar y reducir la emisión de gases contaminantes a la atmósfera;

Que las metas establecidas por nuestro país en materia de reducción de compuestos y gases de efecto invernadero, así como el incremento gradual y la volatilidad de los precios de combustibles de origen fósil, constituyen hoy día factores claves para impulsar el uso de energías renovables donde la biomasa puede jugar una participación importante, toda vez que México cuenta con abundantes reservas que pueden aprovecharse para diversificar su matriz energética.

Que el inventario de emisiones de compuestos y gases de efecto invernadero establece que los ingenios azucareros constituyen la fuente de emisión más significativa de carbono negro del sector industrial, con una emisión del orden de 30 mil toneladas anuales, situación que se atribuye a la falta de una normativa específica para estos sistemas operados con bagazo de caña.

Que la Ley de la Industria Eléctrica incentiva el empleo de biomasa al considerar la generación de energía a partir de esquilmos agrícolas como energía limpia, siempre y cuando cumpla con los requisitos de eficiencia energética establecida por la Comisión Reguladora de Energía y los límites de emisión establecidos por esta Secretaría.



Que a diferencia de los combustibles fósiles, la biomasa genera bajas emisiones de óxidos de azufre (SO₂) debido a que combustibles como el bagazo de caña contienen cantidades de azufre que oscilan entre 0.01 a 0.4% en peso.

Que de igual manera las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) de los sistemas de combustión operados con biomasa suelen ser de menor orden de magnitud que las provenientes de sistemas tradicionales, debido a las menores temperaturas con que operan los sistemas.

Que las emisiones de partículas (PM) y monóxido de carbono (CO) tienden a ser más altas debido a la dificultad en lograr alimentaciones homogéneas del combustible sólido y cierto sofocamiento en el hogar implícito a la humedad.

Que las Normas Oficiales Mexicanas NOM-020-SSA1; NOM-021-SSA1; NOM-022-SSA1; NOM-023-SSA1; NOM-024-SSA1 y NOM-025-SSA1, de la secretaría de Salud establecen niveles máximos de concentración de diversos contaminantes atmosféricos, para proteger la salud de la población susceptible;

Que para alcanzar esos niveles es necesario reducir las emisiones de gases contaminantes provenientes del aprovechamiento energético del bagazo de caña mediante alternativas tecnológicas de control y buenas prácticas operativas, lo que contribuye al mejoramiento de la calidad del aire y en la reducción en la exposición de contaminantes a las personas y del medio ambiente;

Que la NOM-085-SEMARNAT-2011, Contaminación atmosférica- Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición, exceptúan de su campo de aplicación las fuentes fijas de jurisdicción federal y local que utilizan equipos de combustión de calentamiento indirecto que utilicen biomasa, por lo que se hace necesario establecer en otra norma, especificaciones para controlar y reducir las emisiones provenientes de dichas instalaciones;

Que el tema nuevo sobre **Niveles máximos permisibles de emisión provenientes de generadores de vapor que utilizan bagazo de caña como combustible**, fue inscrita en el Programa Nacional de Normalización 2016 con el objeto de establecer los niveles máximos permisibles de emisión de contaminantes a la atmósfera de los equipos de combustión de calentamiento que oxidan bagazo de caña para generar energía.

Que el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales en sesión de fecha ___ de _____ de 2016 aprobó para su publicación a consulta pública el Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-XXX-SEMARNAT-2016, Contaminación atmosférica.- Niveles máximos permisibles de emisión en sistemas de combustión operados con biomasa, por lo que en cumplimiento a lo establecido en el artículo 47 fracción I y II de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización se publicó el ___ de _____ del 2016 en el Diario Oficial de la Federación el citado Proyecto, para que dentro del plazo de 60 días naturales contados a partir de la fecha de su publicación, los interesados envíen sus comentarios al domicilio del citado Comité, ubicado en Boulevard



Adolfo Ruiz Cortines 4209, quinto piso ala "A", Fraccionamiento Jardines en la Montaña, Delegación Tlalpan, código postal 14210, en México, D.F. o al correo electrónico galo.galeana@semarnat.gob.mx para que en los términos de la citada Ley sean considerados.

Que durante el plazo mencionado la Manifestación de Impacto Regulatorio a que se refiere el artículo 45 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, estuvo a disposición del público para su consulta en el domicilio del Comité antes señalado.

Que, los interesados presentaron sus comentarios al proyecto de norma en cita, los cuales fueron analizados por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales, realizándose las modificaciones procedentes al proyecto, de acuerdo a lo establecido en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, los cuales fueron publicados el día ____ de enero de 2016 en el Diario Oficial de la Federación de conformidad al artículo 47 fracción III de dicha Ley.

Que habiéndose cumplido el procedimiento establecido en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización para la elaboración de normas oficiales mexicanas, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales aprobó la presente Norma Oficial Mexicana como definitiva en su sesión celebrada el día ____ de _____ de 2016.

Por lo expuesto y fundado, he tenido a bien expedir la siguiente:

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-XXX-SEMARNAT-2016, CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA.- NIVELES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIÓN DE GENERADORES DE VAPOR QUE UTILIZAN BAGAZO DE CAÑA COMO COMBUSTIBLE.

PREFACIO

En la elaboración del Proyecto de la Norma participaron especialistas de las siguientes instituciones:

- Cámara Nacional de la Industria Azucarera
- Cámara Nacional del Cemento
- CEMEX México
- Comisión Federal de Electricidad
- Gerencia de Protección Ambiental
- Gobierno del Distrito Federal
- Dirección General de Gestión de la Calidad del Aire, SMA
- Instituto Mexicano del Petróleo



- Secretaría de Energía
 - Subsecretaría de Planeación y Transición Energética
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
 - Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
 - Procuraduría Federal de Protección al Ambiente
 - Subsecretaría de Fomento y Normatividad Ambiental
 - Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental
 - Subsecretaría de Planeación y Política Ambiental
 - Universidad Nacional Autónoma de México

Contenido

1. Objetivo
2. Campo de aplicación
3. Referencias
4. Definiciones
5. Especificaciones
6. Métodos de prueba
7. Procedimiento de evaluación de la conformidad
8. Observancia de esta norma
9. Grado de concordancia con normas y lineamientos internacionales
10. Bibliografía

Transitorios

1. Objetivo

Establecer los niveles máximos permisibles de emisión de partículas (PM), monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x) de los generadores de vapor que utilizan bagazo de caña como combustible con el fin de proteger la calidad del aire.



2. Campo de aplicación

Es de observancia obligatoria para las personas físicas o morales responsables de las fuentes fijas de jurisdicción federal y local que utilizan generadores de vapor que utilizan bagazo de caña como combustible en la industria, comercios y servicios.

No aplica en los siguientes casos: Equipos con capacidad térmica nominal menor a 1,000 megajoules por hora (≈ 30 CC), equipos auxiliares y de relevo.

3. Referencias

NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de enero de 2006.

NOM-098-SEMARNAT-2002, Protección ambiental-Incineración de residuos, especificaciones de operación y límites de emisión de contaminantes, publicada en el Diario Oficial de la Federación del 1 de octubre de 2004: Anexo 1. Especificaciones y procedimientos de prueba para sistemas de monitoreo continuo de emisiones (SMCE) de monóxido de carbono (CO) y Anexo 2 Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno en fuentes fijas (procedimiento de análisis instrumental).

NMX-AA-009-1993-SCFI, "Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de flujo de gases en un conducto por medio del Tubo de Pitot", publicada en el Diario Oficial de la Federación del 27 de diciembre de 1993.

NMX-AA-010-SCFI-2001, "Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de la emisión de partículas contenidas en los gases que fluyen por un conducto-Método isocinético", publicada en el Diario Oficial de la Federación del 18 de abril de 2001.

NMX-AA-035-1976, "Determinación de bióxido de carbono, monóxido de carbono y oxígeno en los gases de combustión", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 10 de junio de 1976.

NMX-AA-054-1978, "Contaminación atmosférica-Determinación del contenido de humedad en los gases que fluyen por un conducto-método gravimétrico", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 2 de agosto de 1978.

NMX-AA-055-1979, "Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de bióxido de azufre en gases que fluyen por un conducto", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 6 de septiembre de 1979.

NMX-AA-114-1991 "Contaminación atmosférica-fuentes fijas-Determinación de la densidad del humo en los gases de combustión que fluyen por un conducto o chimenea-Método del número de mancha" publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de noviembre de 1991.



4. Definiciones

Para efectos de la presente norma se aplicarán las definiciones de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, las del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera, la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos y las siguientes:

4.1 Bioenergéticos: Combustible obtenido de la biomasa proveniente de materia orgánica de las actividades, agrícola, pecuaria, silvícola, acuacultura, algacultura, residuos de pesca, doméstica, comerciales, industriales, de microorganismos y enzimas, así como sus derivados, producidos por sus procesos tecnológicos sustentables.

4.2 Capacidad térmica nominal de un equipo de combustión de calentamiento indirecto: La generación de calor aprovechable especificada por el fabricante en los registros o por los manuales de operación y mantenimiento o en una placa adherida al mismo.

4.3 Combustibles convencionales: Aquellos que están disponibles comercialmente en el país: gas natural y gas LP, diesel industrial y gasóleo, combustóleo, coque de petróleo y carbón mineral en todas sus variedades.

4.4 Datos validados: Aquellos que se han sometido a un análisis estadístico para comprobar su veracidad e integridad.

4.5 Emisión ponderada: El valor que resulta de promediar las emisiones contaminantes de los equipos de combustión de calentamiento indirecto de una fuente fija en función de su capacidad térmica.

4.6 Equipos generadores de vapor: Aquellos en que el calor generado se transfiere a través de los gases de combustión, los cuales no entran en contacto directo con los materiales del proceso, como son: las calderas, calentadores de aceite térmico u otro tipo de fluidos y los hornos y secadores a base de sistemas de calentamiento indirecto.

4.7 Equipo generador de vapor existente: El instalado o el que cuente con un contrato de compra firmado antes de la entrada en vigor de la presente norma.

4.8 Equipo generador de vapor nuevo: El instalado por primera vez en una fuente fija, en fecha posterior a la entrada en vigor de la presente norma.

4.9 Equipo de relevo: Equipo de combustión que se usa para sustituir a otro, principalmente en casos de mantenimiento o servicio y que opera en forma esporádica en una cantidad de horas equivalentes de hasta 36 días naturales en un año calendario.

4.10 Fuente Fija: Es toda instalación establecida en un solo lugar, que tenga como finalidad desarrollar operaciones o procesos industriales, comerciales, de servicios o actividades que generen o puedan generar emisiones contaminantes a la atmósfera.

4.11 Fuente Mayor: Equipo de combustión de calentamiento indirecto con una capacidad mayor a 530 GJ/h.



4.12 Operación de arranque del equipo de combustión: Periodo de encendido de los quemadores hasta la estabilización de la temperatura en la cámara de combustión.

4.13 Operación de soplado: La limpieza programada o periódica de los tubos de un equipo de combustión de calentamiento indirecto, con el fin de eliminar el hollín depositado en ellos.

4.14 Pluma: Forma visible que adquiere la emisión de una chimenea debido a partículas, vapores, gases o humo.

4.15 PROFEPA: Procuraduría Federal de Protección al Ambiente.

4.16 Secretaría: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

4.17 Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones o SMCE: Equipo para determinar la concentración de uno o varios contaminantes en una matriz de manera continua, así como otros parámetros. Comprende la toma, acondicionamiento y análisis de la muestra y el registro permanente de los resultados.

5. Especificaciones

5.1 Los niveles máximos permisibles de emisión de partículas (PM), monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x) de los generadores de vapor que utilizan bagazo de caña como combustible, se establecen en función de la capacidad térmica nominal del equipo, de la ubicación de la fuente, y de las condiciones de referencia.

5.2 Los responsables de las fuentes fijas referidas en esta Norma Oficial Mexicana deben llevar la bitácora de operación y mantenimiento de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y de control de emisiones, ya sea en formato impreso o electrónico.

La bitácora debe estar disponible para su revisión por la autoridad ambiental en el ámbito de su competencia y debe tener como mínimo la siguiente información: Nombre, marca y capacidad térmica nominal de los equipos de combustión, y en caso de contar con equipos de control de emisiones y de medición de contaminantes, su nombre y marca. En los registros diarios se anotará: fecha, turno, consumo y tipo de biomasa, porcentaje de la capacidad de diseño a que operó el equipo, temperatura promedio de los gases de chimenea y cualquier otro dato que el operador considere necesario en un apartado de observaciones.

5.3 Las fuentes fijas en las que se instalen por primera vez equipos de combustión mayores de 1 000 GJ/h que utilicen biomasa deben contar con Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones para medir partículas (PM), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno y O₂.

5.4 En caso de utilizar equipos o sistemas de control de emisiones para cumplir los niveles de emisión de la Tabla 1, dichos sistemas deben operar al menos el 90% del tiempo total de operación en un año calendario de los equipos de combustión.



5.5 En caso de que el generador de vapor que utiliza bagazo como combustible deba utilizar SMCE en función de su capacidad térmica nominal y/o por la ubicación de la fuente, este SMCE debe operar la menos 90% del tiempo total de operación en un año calendario.

6. Métodos de prueba

224

6.1 La medición de las emisiones de partículas, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y bióxido de azufre, deben realizarse con la frecuencia y bajo las condiciones que se indican en la Tabla 3 y con los métodos a que se refiere la Tabla 4 de esta Norma Oficial Mexicana o un método alternativo previa autorización de la Secretaría mediante Trámite inscrito en el Registro Federal de Trámites y Servicios como SEMARNAT 05-005-A Uso de Equipos, Procesos, Métodos de Prueba, Mecanismos, Procedimientos o Tecnologías Alternativas a las establecidas en las Normas Oficiales Mexicanas en Materia Ambiental, modalidad A o SEMARNAT 05-005-B Métodos de prueba alternos que cuenten con autorización anterior publicada en el Diario Oficial de la Federación.

6.2 Las mediciones de partículas, CO, NO_x, y SO₂ para comprobar el cumplimiento de la norma, deben ser realizadas por laboratorios acreditados y aprobados en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. Los resultados y/o informes de los análisis deben estar disponibles para su revisión por parte de la autoridad ambiental.

6.3 Los métodos analíticos indicados para los contaminantes gaseosos miden directamente su concentración en los gases de combustión; el método isocinético para partículas mide su concentración en mg/m³. En forma simultánea se debe medir o calcular el flujo de gases en la chimenea, (Φ), así como la concentración de O₂ para corregir los resultados a las condiciones de referencia de 25°C, 1 Atm y 5% de O₂, base seca.

6.4 Para determinar la emisión de un contaminante en 1 hora (kg/h), a partir de su concentración y el flujo de gases en chimenea medidos o calculados se utiliza la ecuación 1:

$$E_c (1): E_i \text{ (kg/h)} = C_i \text{ (kg/m}^3\text{)} \Phi \text{ (m}^3\text{/h)},$$

donde: E_c: Ecuación.

E_i es la emisión del contaminante i-ésimo, en kg/h.

C_i es la concentración de dicho contaminante en condiciones de referencia y base seca, expresada en kg/m³.

Φ es el flujo de gases de combustión en la chimenea, medido o calculado en condiciones de referencia y base seca, expresada en m³/h.

6.5 En el caso de análisis instrumentales 6c, 7e y 10 de la USEPA, en que una muestra se extrae de la chimenea y se pasa por un analizador, se deberá muestrear y tomar

lecturas durante al menos una hora con el fin de obtener valores promedio representativos, con el equipo de combustión en condiciones normales de operación. Para obtener los promedios se deben tomar lecturas a intervalos iguales durante el tiempo que dure la corrida, con un mínimo de 60 lecturas.

6.6 En equipos menores a 1 000 GJ/h las emisiones se pueden determinar mediante análisis en chimenea o a través de factores de emisión o balance de masas.

Para estimar la emisión total de SO₂, considerando que son directamente proporcionales a la cantidad de combustible que se consume y al contenido de azufre en él, de acuerdo a la ecuación 4:

$$\text{Ec. (4): } C[\text{SO}_2] = 2 \cdot (\%S/100) \cdot 3.823 \cdot 10^8 / H / F_d$$

donde: C(SO₂) es la concentración de SO₂ en unidades por partes de millón en volumen.

3.823 • 10⁸ es el factor de conversión a ppm_v de SO₂.

%S es el porcentaje de azufre en peso en el combustible.

H es el poder calorífico del combustible y

F_d es el volumen de gases de combustión por unidad de energía y se obtienen directamente de la Tabla 5.

6.7 Los SMCE para determinación de opacidad en equipos con capacidad mayor nominal de ___1000 GJ/h deben poder realizar mediciones, calcular y almacenar promedios de lecturas en tiempos preestablecidos, por ejemplo cada hora. Durante el tiempo de operación del equipo de combustión, se debe contar con al menos un 75% de datos validados. La operación de los SMCE debe apegarse a las prácticas de calidad previstas en su manual de operación y calibración.

6.8 Los valores máximos establecidos en la Tabla 1 de la presente Norma Oficial Mexicana podrán ser rebasados en eventos como los que se mencionan a continuación:

- operaciones de arranque de los equipos de combustión.
- operaciones de soplado que requieren ciertos equipos, de acuerdo a especificaciones del fabricante.
- desajuste o malfuncionamiento de los alimentadores o quemadores.
- paro, malfuncionamiento o mantenimiento de equipo de control de emisiones, en su caso.

Dichos eventos deben ser registrados en la bitácora, así como su duración; la duración total no podrá ser mayor a la cantidad de horas equivalentes a 36 días naturales de operación de los equipos, en un año calendario.



Cuando en una fuente fija se tengan dos o más equipos de combustión independientes que descargan sobre un mismo conducto, se deberán realizar mediciones individuales de ser factible, o en su defecto realizar un muestreo común y adicionar las capacidades térmicas comparándolos con los límites resultantes de la suma de capacidades; si los equipos utilizan varios combustibles de manera simultánea se estará a lo dispuesto por el numeral 6.9 de la NOM.

7. Procedimiento de evaluación de la conformidad

7.1 Definiciones

Para los efectos de este procedimiento, se aplicarán las siguientes definiciones:

7.1.1 Autoridad ambiental competente: La PROFEPA, los gobiernos de los estados, de los municipios y del Distrito Federal, de conformidad con sus respectivas atribuciones y competencias.

7.1.2 Dictamen: Es el documento mediante el cual la PROFEPA o una Unidad de Verificación, hace constar el grado de cumplimiento de una o varias NOM.

7.1.3 Evaluación de la conformidad: La determinación del grado de cumplimiento con las normas oficiales mexicanas o la conformidad con las normas mexicanas, las normas internacionales u otras especificaciones, prescripciones o características. Comprende, entre otros, los procedimientos de muestreo, prueba, calibración, certificación y verificación.

7.1.4 Unidad de Verificación (U.V.): Las personas acreditadas y aprobadas en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización para realizar actos de verificación.

7.1.5 Verificación: La constatación ocular o comprobación mediante muestreo, medición, pruebas de laboratorio o examen de documentos que se realizan para evaluar la conformidad en un momento determinado.

7.2 Procedimiento

7.2.1 Este procedimiento es aplicable a la evaluación de la conformidad con esta Norma Oficial Mexicana, mediante la revisión de la bitácora, que incluya la medición y los análisis de las emisiones a la atmósfera (partículas, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y bióxido de azufre,).

7.2.2 Los responsables de las fuentes fijas podrán solicitar la evaluación de la conformidad con esta Norma Oficial Mexicana a la PROFEPA o a las Unidades de Verificación debidamente acreditadas y aprobadas en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y demás disposiciones aplicables.

7.3 Aspectos técnicos a verificar

La evaluación que lleve a cabo la PROFEPA o la U.V. comprenderá lo siguiente:



a) La evaluación documental de la bitácora a que se refiere el punto 5.2 de la presente Norma Oficial Mexicana.

b) La revisión de los resultados y/o informes de los análisis de partículas, monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO_x) y bióxido de azufre (SO₂), para verificar que se utilizaron los métodos de prueba y de muestreo establecidos en la NOM o equivalentes y se llevaron a cabo por laboratorios acreditados y aprobados en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. Revisión de la memoria de cálculo para constatar que se cumplen los niveles máximos permisibles de emisión que correspondan a la Tabla 1, ~~con el nivel máximo permisible de emisión ponderado de la fuente fija.~~

c) En el caso de equipos nuevos mayores de 1 000 GJ/h, verificar que se cuenta con el sistema de monitoreo continuo de emisiones (SMCE) en operación, el cual tenga un programa de validación de las mediciones y que éstas cumplen los niveles máximos permisibles de emisión de la Tabla 1. Verificar que en la bitácora estén registradas las calibraciones, reparaciones y salidas de operación del equipo de medición.

d) En caso de utilizar equipo de control de emisiones, se debe revisar la bitácora correspondiente para constatar que el equipo de control ha operado con la eficiencia de diseño, al menos el 90% del tiempo total de operación del equipo de combustión en un año calendario.

e) Una vez realizada la verificación procederá a levantar el acta con letra legible, sin tachaduras y asentando con toda claridad los hechos encontrados.

7.4 La PROFEPA o la U.V., elaborarán un dictamen en el que se hace constar el grado de cumplimiento con la presente norma oficial mexicana. Se entregará el original y una copia a quien haya solicitado los servicios.

7.5 La PROFEPA o la Autoridad ambiental competente podrá realizar visitas de verificación con el objeto de vigilar el cumplimiento de esta norma, independientemente de los procedimientos para la evaluación de la conformidad que hubiere establecido.

8. Observancia de esta norma

8.1 La SECRETARIA por conducto de la PROFEPA, así como los Gobiernos del Distrito Federal, de las Entidades Federativas y, en su caso, de los municipios, en el ámbito de sus respectivas competencias, son las autoridades encargadas de vigilar el cumplimiento de la presente Norma Oficial Mexicana.

8.2 El incumplimiento de la presente Norma Oficial Mexicana, será sancionado conforme a lo dispuesto por la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera y los demás ordenamientos jurídicos que conforme a derecho procedan.

9. Grado de concordancia con normas y lineamientos internacionales

Esta Norma Oficial Mexicana no concuerda con ninguna norma o lineamiento internacional.



10. Bibliografía

NOM-008-SCFI-2002, "Sistema General de Unidades de Medida", Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de noviembre de 2002.

NMX-Z-013/1-1977, "Guía para la redacción, estructuración y presentación de las normas mexicanas", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 1977.

USEPA method 7e - Determination of nitrogen oxides emissions from stationary sources (instrumental analyzer procedure) (Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno de fuentes fijas. Método instrumental <http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/method7Er06.pdf>).

USEPA CEMS Performance Specification 1 For Opacity (Especificaciones de funcionamiento de SMCE para opacidad): <http://www.epa.gov/ttn/emc/specs/prompspec1.html>.

USEPA Method 6c – SO₂ - Instrumental (Determinación instrumental de SO₂): <http://www.epa.gov/ttn/emc/methods/method6c.html>.

USEPA CEMS Performance Specifications for SO₂ and NO_x (Especificaciones de funcionamiento de SMCE para SO₂ y NO_x): <http://www.epa.gov/ttn/emc/specs/prompspec2.html>.

USEPA Method 8.- Determination of sulfuric acid and sulfur dioxide emissions from stationary sources (Determinación de emisiones de ácido sulfúrico y dióxido de azufre de Fuentes fijas): <http://epa.gov/ttn/emc/promgate/m-08.pdf>.

USEPA Method 10 - Determination of carbon monoxide emissions from Stationary sources (NDIR instrumental analyzer procedure) (Determinación de emisiones de CO de fuentes fijas.- Método instrumental): <http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/method10r06.pdf>.

USEPA Method 5 - Determination of particulate matter emissions from stationary sources (Determinación de la emisión de partículas provenientes de fuentes fijas): <http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/m-05.pdf>.

USEPA Method 030 Determination of Nitrogen Oxides, Carbon Monoxide, and Oxygen Emissions from Natural Gas-Fired Engines, Boilers and Processs Heaters Using Portable Analyzer (Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono y oxígeno, de motores de gas y calentadores de proceso que utilizan analizador portable) <http://www.epa.gov./ttn/emc/ctm/ctm-030.pdf>.

USEPA Method 034 Test Method - Determination of Oxygen, Carbon Monoxide and Oxides of Nitrogen from Stationary Sources for periodic monitoring – portable electrochemical analyzer procedure- (Determinación de oxígeno, monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno para fuentes fijas para monitoreo periódico- procedimiento de analizador electroquímico portable): <http://www.epa.gov./ttn/emc/ctm/ctm-034.pdf>.



TRANSITORIOS

PRIMERO.- La presente Norma Oficial Mexicana entrará en vigor 60 días después de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO.- La SEMARNAT conjuntamente con la Entidad de Acreditación, dentro de los 30 días naturales siguientes a la entrada en vigor del presente instrumento publicará en el Diario Oficial de la Federación una Convocatoria Nacional para la acreditación y aprobación de Unidades de Verificación y Laboratorios de Pruebas.

~~**TERCERO.-** La PROFEPA o Unidad de Verificación debidamente acreditada y aprobada en términos de la LFMN podrán solicitar al responsable de la fuente fija o equipo de combustión, el contrato de compra firmado para determinar si se trata de un equipo de combustión existente o nuevo.~~

QUINTO.- Los responsables de equipos de combustión existentes de calentamiento indirecto con capacidad térmica nominal mayor de 530 GJ/h que operan con biomasa, deberán cumplir con el Nivel Máximo Permisible de Emisión de ____ de Partículas (PM) a más tardar el ____ de enero de 2017.

México, Distrito Federal, a ____ de ____ de dos mil dieciséis.

El Subsecretario de Fomento y Normatividad Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Cuauhtémoc Ochoa Fernández.



**Tabla 1. Niveles máximos permisibles de emisión
de los equipos que operan con biomasa (1)**

(Calderas, generadores de vapor, calentadores de aceite térmico u otro tipo de fluidos, y hornos y secadores de calentamiento indirecto)

Valores expresados en unidades de concentración

CAPACIDAD TERMICA NOMINAL DEL EQUIPO GJ/h	TIPO DE COMBUS- TIBLE	Partículas, mg/m ³	Bióxido de azufre, ppmv	Óxidos de nitrógeno, ppmv	Monóxido de carbono, ppmv
Mayor de 0.53 a 5.3 (Mayor de 15 a 150 CC)					
Mayor de 5.3 a 42.4 (Mayor de 150 a 1 200 CC)					
Mayor de 42.4 a 106 (Mayor de 1 200 a 3 000 CC)					
Mayor de 106 a 530 (Mayor de 3 000 a 15 000 CC)					
Mayor de 530 (más de 15 000 CC)					

NA: No Aplica

(1) Para el caso de Partículas, SO₂, NO_x y CO los límites se establecen como concentraciones en volumen y base seca, en condiciones de referencia de 25°C, 101 325 Pa (1 Atm) y 5% de O₂.

Para corregir las concentraciones medidas a la referencia de 5% O₂, se utiliza la ecuación siguiente:

$$C_R = \frac{20.9 - O_R}{20.9 - O_M} \cdot C_M$$

donde: C_R = Concentración calculada al valor de referencia del O₂, C_M = Concentración medida (Partículas, CO, NO_x o SO₂),

O_M = Valor medido para el O₂ (%), O_R = Nivel de referencia para el O₂ (5%).

*Para valores medidos para el O₂ entre 15.1% y 20.9% se utilizará un valor de OM de 15% en esta ecuación de corrección.

(2) Para NO_x, las ZC listadas en los numerales 4.24.4 a 4.24.7, se consideran como Resto del País.

(3) De acuerdo con el Quinto transitorio el responsable deberá optar por alguno de los siguientes calendarios de cumplimiento y presentar un aviso de cumplimiento que contenga al menos la siguiente información en enero de cada año a partir de 2013, hasta informar el cumplimiento de la totalidad de las fuentes fijas en enero de 2017:

Tabla 3. Método y frecuencia de medición para la verificación del cumplimiento

CAPACIDAD TERMICA NOMINAL DEL EQUIPO GJ/h	TIPO DE COMBUSTIBLE	Partículas, mg/m ³	Bióxido de azufre, ppm _v	Óxidos de nitrógeno, ppm _v	Monóxido de carbono, ppm _v
		NMX-AA-010-2001	Factores de emisión, análisis en chimenea o análisis químicos del combustible.	NOM-098-SEMARNAT Anexo 2 o Método 7e USEPA	NMX-AA-035-1976 o Infrarrojo no dispersivo o celda electro-química
Mayor de 0.53 a 5.3 (Mayor de 15 a 150 CC)	Líquidos	NA	Anual	NA	Anual
	Gaseoso	NA	NA	NA	Anual
Mayor de 5.3 a 42.4 (Mayor de 150 a 1 200 CC)	Líquidos	Anual	Anual	Anual	Anual
	Gaseoso	NA	NA	Anual	Anual
Mayor de 42.4 a 106 (Mayor de 1 200 a 3 000 CC)	Líquidos	Anual	Anual	Anual	Anual
	Gaseoso	NA	NA	Anual	Anual
Mayor de 106 a 530 (Mayor de 3 000 a 15 000 CC)	Sólidos y Líquidos	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral o determinación de O ₂
	Gaseoso	NA	NA	Semestral	



Mayor de 530 (más de 15 000 CC)	Sólidos y Líquidos	Semestral	Equipos de 530 a 1,000 GJ/h, Semestral con Factores de emisión. Equipos nuevos mayores a 1,000 GJ/h, que usen combustible con más de 1% S: SMCE para SO ₂ , opacidad y O ₂ , Semestral con Análisis en chimenea con NMX-AA-055-1979.	Semestral Equipos mayores de 1000 GJ/h deberán medir con SMCE en ZVM, ZMG y ZMM	Semestral
	Gaseoso	NA	NA		

NA: No Aplica

Tabla 4.- Métodos de medición

Parámetro	Norma o método de referencia	Métodos Equivalentes
Humo	NMX-AA-114-1991 "Contaminación atmosférica - fuentes fijas - Determinación de la densidad del humo en los gases de combustión que fluyen por un conducto o chimenea - Método del número de mancha" publicada en el DOF el 8 de noviembre de 1991 (Indicador de partículas en equipo chico) ASTM D2156-08 Standard Test Method for Smoke Density in Flue Gases from Burning Distillate Fuels (Método de prueba para la densidad de humo de gases de combustibles destilados).	• Número de mancha: 3 muestras.
	Especificaciones de funcionamiento de SMCE para opacidad (consultar por ejemplo: http://www.epa.gov/ttn/emc/specs/prompspec1.html)	• Opacidad en la pluma.
Partículas ⁽¹⁾	NMX-AA-010-SCFI-2001, Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de la emisión de partículas contenidas en los gases que fluyen por un conducto-Método isocinético, publicada en el DOF del 18 de abril de 2001. USEPA Method 5- Determination of particulate matter emissions from stationary sources (Determinación de la emisión de partículas provenientes de fuentes fijas) http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/m-05.pdf	• Método isocinético: Promedio de 2 corridas, con determinación de O ₂ .
Óxidos de nitrógeno	Determinación de emisiones de NO _x de fuentes fijas (consultar por ejemplo Método 7e (instrumental) de la USEPA: http://www.epa.gov/ttn/emc/methods/method7e.html).	• Quimioluminiscencia.
	NOM-098-SEMARNAT-2002 Protección ambiental-Incineración de residuos, especificaciones de operación y límites de emisión de contaminantes, Anexo 2 Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno en fuentes fijas (procedimiento de análisis instrumental) publicada en el DOF del 1 de octubre de 2004.	• Ultravioleta no dispersivo: Muestreos de por lo menos 1h en condiciones normales de operación, con determinación de O ₂ . • Conditional Test Method 030 - Determination of Nitrogen Oxides, Carbon Monoxide, and Oxygen Emissions from Natural Gas-Fired



		Engines, Boilers and Process Heaters Using Portable Analyzer (Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono y oxígeno, de motores de gas y calentadores de proceso que utilizan analizador portable) y 034 Test Method - Determination of Oxygen, Carbon Monoxide and Oxides of Nitrogen from Stationary Sources for periodic monitoring – portable electrochemical analyzer procedure- (Determinación de oxígeno, monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno para fuentes fijas para monitoreo periódico-procedimiento de analizador electroquímico portable) de la USEPA.
CO ₂ , O ₂	NMX-AA-035-1976, Determinación de CO ₂ , CO y O ₂ en los gases de combustión, publicada en el DOF el 10 de junio de 1976. Método 10 USEPA: ver numeral 10. Bibliografía.	<ul style="list-style-type: none"> • Fyrite u Orsat: Prom. de 3 lecturas en 1 hora de CO y O₂.
CO	NOM-098-SEMARNAT-2002, Protección ambiental-Incineración de residuos, especificaciones de operación y límites de emisión de contaminantes. Anexo 1 Especificaciones y procedimientos de prueba para sistemas de monitoreo continuo de emisiones (SMCE) de monóxido de carbono.	<ul style="list-style-type: none"> • Infrarrojo no dispersivo o celda electroquímica.
Oxígeno	En equipos mayores de 1 000 GJ/h, la medición con propósitos de control de la operación debe realizarse de manera continua, con registro gráfico o electrónico como mínimo.	<ul style="list-style-type: none"> • Método magnetodinámico o celda paramagnética o de Zr.
SO ₂	Estimación a través de factores de emisión o balance de masas.	<ul style="list-style-type: none"> • Equipos menores de 1000 GJ/h.
	NMX-AA-055-1979, Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de bióxido de azufre en gases que fluyen por un conducto, DOF de 6 de septiembre de 1979.	<ul style="list-style-type: none"> • Vía húmeda (torino).
	NMX-AA-056-1980 "Contaminación atmosférica- fuentes fijas-Determinación de bióxido de Azufre y neblinas de acido sulfúrico en los gases que fluyen por un conducto" publicada en el Diario Oficial de la Federación el 17 de junio de 1980.	<ul style="list-style-type: none"> •Método 6 y 8 de la USEPA.
	Determinación de SO ₂ por métodos instrumentales (consultar por ejemplo Método 6c de la USEPA para SO ₂ : http://www.epa.gov/ttn/emc/methods/method6c.html).	<ul style="list-style-type: none"> • UV o infrarrojo no dispersivo o fluorescente.
	Especificaciones de funcionamiento de SMCE para SO ₂ y NO _x (consultar por ejemplo http://www.epa.gov/ttn/emc/specs/prompspec2.html).	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo mayor de 1000 GJ/h: SMCE
Flujo de gases en chimenea	NMX-AA-009/1993-SCFI, Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de flujo de gases en un conducto por medio del Tubo de Pitot, DOF de 27 de diciembre de 1993.	<ul style="list-style-type: none"> • Método de tubo de Pitot.
Humedad de gases	NMX-AA-054-1978, Contaminación atmosférica-Determinación del contenido de humedad en los gases que fluyen por un conducto-Método gravimétrico, DOF de 2 de agosto de 1978. USEPA Method 4 "Determination of moisture content in stack gases" (determinación de humedad de los gases de chimenea".	<ul style="list-style-type: none"> • Método gravimétrico.

NOTA:



- (1) Para el caso de Partículas el valor resultante de la medición de este contaminante será el promediado de al menos 2 corridas.

Tabla 5. Propiedades de combustibles a partir de biomasa

Combustible	Poder calorífico MJ/kg	Peso específico kg/l	Componentes principales (%)			FESO ₂ g/kg	Fd m ³ /GJ
			S	N	Agua		
	52	-	-	-	-	≈ 0	326
	48+	0.504 ⁽²⁾ 0.580 ⁽²⁾	0.014 ⁽²⁾	-	-	≈ 0	313
	48	-	0.05 0.5 ⁽¹⁾	-(1)	0.05 ⁽¹⁾	1	339
	42	0.905 ⁽²⁾ 0.911 ⁽²⁾	0.05 ⁽¹⁾	-(1)	0.5 ⁽²⁾	-	339
	42	1.000 ⁽²⁾	4.0 ⁽¹⁾	Informar	1.0 ⁽¹⁾	80	339
	43	0.966 ⁽²⁾	2.0 4.0 ⁽¹⁾	-	1.0 ⁽¹⁾	40	331
	Varía	-	-	-	-	-	335
	31	-	7.0 6.5	-	15 ⁽²⁾	140	335

F_d: Volumen de productos de la combustión por GJ de energía en el combustible, m³/GJ, en condiciones de referencia: base seca, 25 °C, 1 Atm y 5% de O₂.

FESO₂: Factor de emisión de SO₂ del combustible, g/kg.

Tabla 6. Equivalencias

Unidad o parámetro		=
MJ	Megajoule	10 ⁶ J
GJ	Gigajoule	1 000 MJ
MJ	Megajoule	239 kcal
MJ	Megajoule	0.277 kWh
Cal	Caloría	4.187 J
kWh	kilowatt hora	3.6 MJ
MJ/h	Megajoule/hora	948.4127 Btu
Btu	Unidad Térmica Británica	0.252 kcal
CC	Caballo caldera	35.3 MJ/h
CC	Caballo caldera	9.8055 kWh
Atm	Atmósfera (760 mmHg)	101 325 pascal (Pa)
lb/MBtu	libra por millón de Btu	429 g/GJ
1 ppmv	de SO ₂ (bióxido de azufre, a 25°C y 1 Atm)	2.62 mg/m ³
1 ppmv	de NO _x (óxidos de nitrógeno, a 25°C y 1 Atm)	1.88 mg/m ³
1 ppmv	de CO (monóxido de carbono, a 25°C y 1 Atm)	1.14 mg/m ³

X Bibliografía

- AIRUSE, 2015. *Emission factors for biomass burning*, s.l.: s.n.
- Alvarado, M. J. & Prinn, R. G., 2009. Formation of ozone and growth of aerosols in young smoke plumes from biomass burning: 1. Lagrangian parcel studies. *J. Geophys. Res.*, Issue 114.
- Andreae, M. O. & Merlet, P., 2001. Emission of trace gases and aerosols from biomass burning. *Global Biogeochem. Cy.*, 15(4), pp. 955-966.
- Bari, M., Baumbach, G., Kuch, B. & Scheffknecht, G., 2009. Wood smoke as a source of particle-phase organic compounds in residential areas. *Atmospheric Environment*, Issue 43, pp. 4722-4732.
- Bates, T. y otros, 2005. Dominance of organic aerosols in the marine boundary layer over the Gulf of Maine during NEAQS 2002 and their role in aerosol light scattering. *Journal of Geophysical Research*, Issue 110.
- Bølling, A. y otros, 2009. Health effects of residential wood smoke particles: the importance of combustion conditions and physicochemical particle properties. *Particle and Fibre Toxicology*, 6(29).
- Bond, T. C. y otros, 2004. A technology-based global inventory of black and organic carbon emissions from combustion. *J. Geophys. Res.*, Volumen 109.
- Caseiro, A. y otros, 2009. Wood burning impact on PM10 in three Austrian regions. *Atmospheric Environment*, Issue 43, pp. 2186-2195.
- Chuang, P. y otros, 2003. Observations of elemental carbon and absorption during ACE-Asia and implications for aerosol radiative properties and climate forcing. *Journal of Geophysical Research*, Issue 108, p. 8634.
- Crutzen, P. J. & Andreae, M. O., 2009. Biomass burning in the tropics: Impact on atmospheric chemistry and biogeochemical cycles. *Science*, Issue 250, pp. 1669-1678.
- Crutzen, P. J. y otros, 1979. Biomass burning as a source of atmospheric gases CO, H₂, N₂O, CH₃Cl, and COS. *Nature*, Issue 282, pp. 253-256.
- Forster, P. y otros, 2007. *Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing in: Climate Change 2007: The Physical Science Basis, contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge, United Kingdom and New York, USA: Cambridge University Press.
- Gelencsér, A. y otros, 2008. Major sources of PM_{2.5} organic aerosols in Europe: predominance of biomass burning and secondary organic aerosols (SOA). *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 73(13), p. A425.
- Gonçalves, C., Alves, C. & Pio, C., 2012. Inventory of fine particulate organic compound emissions from residential wood combustion in Portugal. *Atmospheric Environment*, Issue 50, pp. 297-306.
- Guenther, A. y otros, 2006. Estimates of global terrestrial isoprene emissions using MEGAN (Model of Emissions of Gases and Aerosols from Nature). *Atmos. Chem. Phys.*, Volumen 6, pp. 3181-3210.
- Hobbs, P. V. y otros, 1997. Direct Radiative Forcing by Smoke from Biomass Burning. *Science*, 275(5307), pp. 1777-1778.



Jenkins, B., Baxter, L., Miles Jr., T. & Miles, T., 1998. Combustion properties of biomass. *Fuel Processing Technology*, 54(46), p. 17.

Lamers, P., Junginger, M., Hamelinck, C. & Faaij, A., 2012. Developments in International solid biofuels trade- An analysis of volumes, policies, and market factors. *Renewable and sustainable energy reviews*, pp. 15: 2655-2676.

Li, G., Zhang, R., Fan, J. & Tie, X., 2005. Impacts of black carbon aerosol on photolysis and ozone. *Journal of Geophysical Research*, Issue 110.

Pastorello, C. y otros, 2011. Importance of activity data for improving the residential wood combustion emission inventory at regional level. *Atmospheric Environment*, Issue 45, pp. 2869-2876.

Piazzalunga, A. y otros, 2011. Estimates of wood burning contribution to PM by the macro-tracer method using tailored emission factors. *Atmospheric Environment*, Issue 45, pp. 6642-6649.

Puxbaum, H. y otros, 2007. Levoglucosan levels at background sites in Europe for assessing the impact of biomass combustion on the European aerosol background. *Geophysical Research*, Issue 112.

Reid, J. S. y otros, 1998. Physical, chemical, and radiative characteristics of the smoke dominated regional hazes over Brazil. *J. Geophys. Res.*, Volumen 103.

Riegelhaupt, E., 2011. *Pellets de residuos forestales y agrícolas: nuevo combustible*. México D.F: s.n.

Rosenfeld, D., 1999. TRMM observed first direct evidence of smoke from forest fires inhibiting rainfall. *Geophys. Res. Lett.*, 26(20), pp. 3105-3108.

Saffari, A. y otros, 2013. Increased biomass burning due to the economic crisis in Greece and its adverse impact on wintertime air quality in Thessaloniki. *Environmental Science & Technology*, Issue 47, pp. 13313-13320.

Samuelsson, R., Larsson, S. H., Thyrel, M. & Torbjörn, A. L., 2012. Moisture content and storage time influence the binding mechanism in biofuel pellets. *Applied Energy*, pp. 109-115.

Schmidl, C. y otros, 2008. Chemical characterisation of fine particle emissions from wood stove combustion of common woods growing in mid-European Alpine regions. *Atmospheric Environment*, Issue 42, pp. 126-141.

Sudo, K. & Akimoto, H., 2007. Global source attribution of tropospheric ozone: Long-range transport from various source regions. *J. Geophys. Res.*, Issue 112.

Yokelson, R. J. y otros, 2009. Emissions from biomass burning in the Yucatan. *Atmos. Chem. Phys.*, Issue 9, pp. 5785-5812.

Bos-Brouwers H., Langelaan B., Sanders J., van Dijk M., van Vuuren A. (2012). Integrated valorisation of biomass resources. WageningenUR. 130 p.

CMM. (2015). Políticas de mitigación de contaminantes de efecto invernadero, conservación y captura de carbono en los sectores forestal, agrícola y pecuario. Anexo 1. Identificación de medidas y diagnóstico. Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente A.C. Proyecto desarrollado para el Programa MLLED.



Gobierno Federal (2009). Estrategia Intersecretarial de los Bioenergéticos. Sener, Sagarpa, Semarnat.

Torres Roldán, F., Gómez Morales E. (2006). Energías renovables para el desarrollo sustentable del México. Secretaría de Energía y Agencia de Cooperación Alemana. 89 p.

Mgm Innova. (2014). Identificación y evaluación del potencial de acciones de mitigación y adaptación a ser incluidas en la NAMA agropecuaria de FIRA. Proyecto elaborado para la Agencia de Cooperación Alemana GIZ y FIRA.

Ortega Ramirez M. (2013). Análisis de Ciclo de Vida de la producción de biodiesel a partir de la microalga *Chlorococcum humicola*. Tesis de licenciatura. UPIBI. Instituto Politécnico Nacional.

PEF. (2013). Propuesta de Actualización del Programa Estratégico Forestal 2025.

PNF (2014). Programa Nacional Forestal 2014-2018. Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de abril de 2014.

Segura C. (2013). Producción de pellets en Chile y tecnologías de combustión. Unidad de Desarrollo Tecnológico de la Universidad de Concepción.

Torres Rojo J.M. (2004). Estudio de tendencias y perspectivas del Sector Forestal en América Latina. Documento de Trabajo. Informe Nacional México. Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación FAO. Roma. 86 p.