XXXII.- CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES

pfernandezdiez

Introducción	*1221*
Fuentes de emisiones y descargas de planta	*1222*
Métodos de control de la contaminación atmosférica	*1226*
Tipos de contaminantes, fuentes e impactos	*1226*
Tecnologías de control de la contaminación atmosférica	*1229*
Tecnologías de control de SO_2	*1230*
Técnicas de precombustión	*1230*
Técnicas de la combustión, y de inyección de absorbente	*1230*
Tecnologías de depuración húmeda y seca	*1231*
Procesos húmedos de desulfurización de gases. Procesos no regenerativos	*1233*
Procesos regenerativos	*1235*
Proceso Wellman-Lord, Proceso con MgO, Proceso de desulfurización catalítica/IFP	*1235*
Proceso de citrato/fosfato, Proceso Chiyoda Thoroughbred	*1236*
Tecnologías de control de NOx	*1236*
Modificación del proceso de combustión	*1236*
Quemadores de bajo NOx	*1238*
Combustión escalonada	*1238*
Recirculación de humos	*1239*
Recombustión	*1239*
Combustión con poco exceso de aire, Combustión catalítica, Combustión en lecho fluidificado	*1239*
Tratamientos postcombustión para controlar los NOx	*1240*
Reducción selectiva no catalítica (SNCR)	*1240*
Reducción selectiva catalítica (SCR)	*1241*
Tecnologías de control de partículas: Lavado del carbón, Colectores mecánicos, Filtros de tela,	*1242*
Precipitadores electrostáticos (ESP)	*1243*
Control de contaminación del agua	*1244*
Fuentes de descarga (efluentes) de plantas energéticas	*1244*
Agua de refrigeración en circuito abierto	*1244*
Retorno a la fuente, Purgas de torres de refrigeración, Residuos de agua en la manipulación de la ceniza	*1245*
Purga de depuración (desulfuración) de humos (FGD)	*1247*
Residuos acuosos de limpieza de metales	*1247*
Tecnologías utilizadas para el tratamiento del agua residual	*1248*
Clarificación y filtración	*1248*
Métodos de eliminación de CO_2	*1249*
Absorción química y física	*1249*
Criogénicos y membranas	*1250*
Adsorción física	*1250*
Vertido de residuos sólidos	*1252*
Flujos de residuos sólidos	*1253*
Métodos de tratamiento de residuos sólidos	*1253*
Métodos de colocación y utilización	*1255*
Referencias	*1257*

Los estudios realizados sobre emisiones, fuentes y efectos de diversos contaminantes sobre la salud y el medio ambiente, han conducido a legislar a partir de 1960, Fig XXXII.1, con restricciones cada vez mayores para las modernas plantas energéticas, el control de

- *Las emisiones atmosféricas*
- *Los efluentes de aguas*
- *El vertido de sólidos*

La tendencia para que los contaminantes en emisiones sigan bajando, es consecuencia de una serie de factores, como:

- *Cambio en las mezclas combustibles, usando combustibles menos contaminantes*
- *Utilización de tecnologías avanzadas*
- *Legislaciones nuevas y más restrictivas*

La filosofía de diseño de los sistemas de conversión de energía, ha evolucionado desde:

- *El suministro de energía con coste mínimo*
- *Hacia el suministro de energía con bajo coste con aceptable impacto en el medio ambiente*

El control de la contaminación atmosférica, sobre todo en la emisión de NO_x y SO_2 y partículas, constituye un problema para los sistemas de combustión.

XXXII.1.- FUENTES DE EMISIONES Y DESCARGAS DE PLANTA

Los regímenes de descargas para las emisiones principales de una unidad nueva con una caldera de un calderín quemando carbón, con y sin equipo de control, se resumen en la Tabla XXXII.1. Las corrientes más significativas de los flujos de desechos procedentes de una moderna planta energética que quema carbón, se recogen en la Fig XXXII.2.

Las emisiones atmosféricas proceden principalmente de los subproductos de la combustión, evacuados por la chimenea:

- *Dióxido de azufre SO_2*
- *Óxidos de nitrógeno NO_x*
- *Partículas de ceniza volante en polvo*
- *Compuestos orgánicos volátiles (VOC)*
- *Trazas de otros materiales*

Otras fuentes de partículas son:

- *El polvillo de las pilas de carbón y del equipo de manipulación de combustible, circunstancia especialmente notable para los carbones subbituminosos*

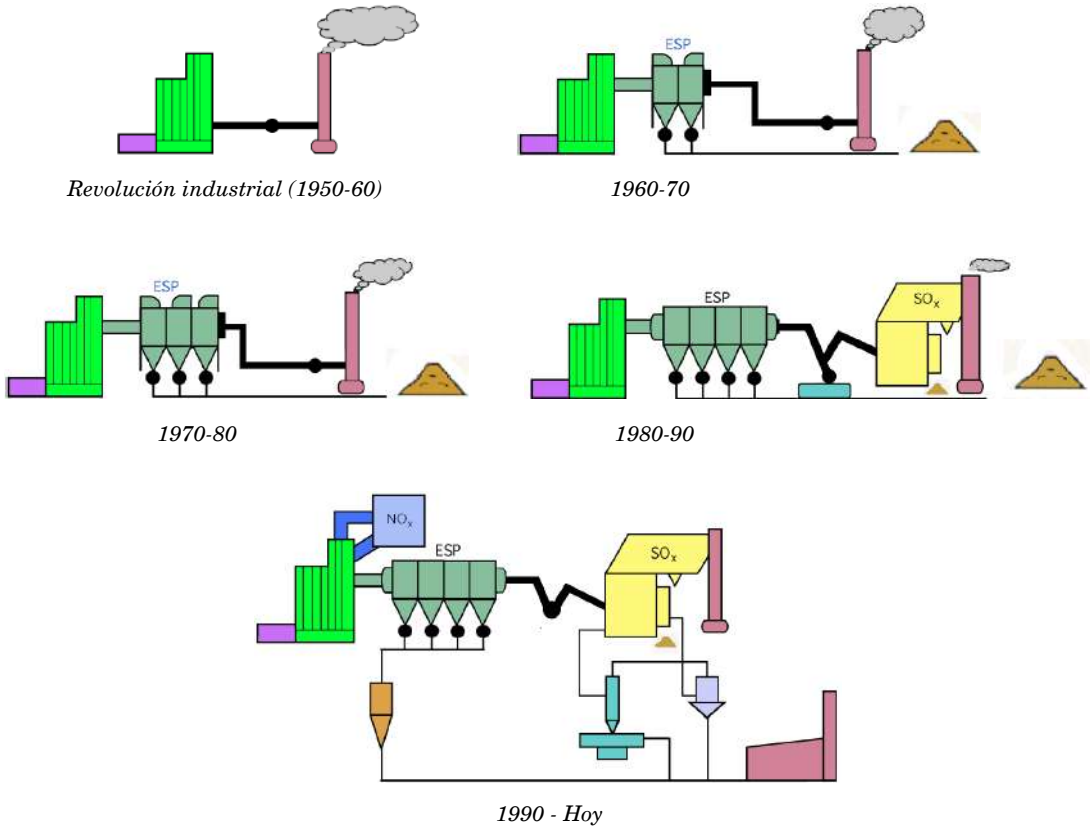
- *Compuestos orgánicos, como consecuencia de alguna volatilización a baja temperatura en el carbón*

- *La torre de refrigeración y su penacho térmico de vapor de agua, que contiene trazas de materiales arrastrados*

- *Los residuos y desechos sólidos que proceden de la recogida de la ceniza del carbón, en las tolvas bajo*

la caldera, del economizador y del calentador de aire

- Las piritas recogidas en los molinos o pulverizadores de carbón



Revolución industrial (1950-60) *1960-70*

1970-80 *1980-90*

1990 - Hoy

Fig XXXII.1.- Percepción de emisiones

Tabla XXXII.1.- Emisiones y subproductos normales de un generador de vapor de 500 MW
(S = 2,5% ; ceniza = 16% ; 12.360 Btu / lb = 28.750 kJ / kg)

Emisión	*Equipo de control*	*Tasa descarga, ton / hr (Tm / h)*	
		Incontrolada	*Controlada*
SO_x como SO_2	*Desulfurador húmedo con caliza*	*9,3 (8,4)*	*0,9 (0,8)*
No_x como NO_2	*Quemadores especiales de bajo NO_x*	*2,9 (2,6)*	*0,7 (0,6)*
CO_2	*No aplicable*	*485 (440)*	*485 (440)*
Ceniza en polvo a la atmósfera	*Precipitador electrostático* *Cámara de sacos*	*22,9 (20,8)* *$2,8.10^9$ Btu / h*	*0,05 (0,04)*
Descarga térmica flujo de agua	*Torre refrigeración tiro natural*	*821 MW_t*	*0*
Ceniza a rellenos	*Relleno controlado*	*9,1 (8,3)*	*32 (29)*
Lodo desulfuradoras yeso+agua	*Relleno controlado* *o yeso de calidad para paredes*	*0*	*25 (22,7)*

La mayoría de la ceniza se transporta hasta una balsa de decantación, de la que se toma para relleno o para otros usos.

La segunda fuente principal de sólidos es el subproducto del proceso de limpieza por desulfuración de humos (FGD), formado por una mezcla que contiene sulfato o sulfito de Ca; este subproduc-

to, una vez eliminada el agua que lleva, sometido al proceso adecuado y con el tratamiento debido, se puede vender como yeso, o utilizar como material de relleno.

Otras fuentes de descargas y emisiones de sólidos son:

- Las cubas de agua fría de las torres de refrigeración

- Los desechos del sistema de tratamiento de agua

- Los residuos de la limpieza química periódica de la caldera

Las descargas acuosas proceden de múltiples fuentes, como:

- El agua de refrigeración en circuito abierto

- La purga de la torre de refrigeración

- El agua de descarga procedente del sistema de manipulación de ceniza

- El agua residual del sistema de (FGD)

- Escorrentías de las pilas de carbón procedente de lluvias

- Soluciones de limpiezas químicas de caldera

- Soluciones residuales del agua de lavado del lado de humos

- Residuos de pequeño volumen, como son las soluciones de regeneración de las resinas cambiadoras de iones, las purgas de evaporadores, la purga continua de caldera, las purgas de los diversos niveles de la planta energética, etc

Tabla XXXII.2.- Resumen de la normativa federal en plantas energéticas, para generadores de vapor > 250.10^6 Btu/h, con construcción empezada después de 18 sept 1978

Combustible	*Contaminante*	*Emisiones (*)*	
		Tasa máxima, lb/10^6 Btu	*Reducción requerida en %*
Carbón	*SO_2*	*1,2* *0,6*	*90* *70*
	NO_x como NO_2	*Subbituminoso = 0,5* *Bituminoso = 0,6*	*(**)*
	Partículas	*0,03 (***)*	*99*
Aceite	*SO_2*	*0,8* *0,2*	*90* *0*
	NO_x como NO_2	*0,3*	*(**)*
	Partículas	*0,03 (***)*	*70*
Gas	*SO_2*	*0,8* *0,2*	*90* *0*
	NO_x como NO_2	*0,2*	*(**)*
	Partículas	*0,03 (***)*	

(*) Se deben cumplimentar ambos, máxima emisión y reducción requerida

(**) Basta con cumplimentar la máxima emisión

(***) Hay un límite de opacidad del 20% que hay que controlar

Conversiones para:
- *carbón con 6% de oxígeno : 1 lb / 10^6 Btu = 1230 mg / m^3 N*
- *aceite con 3% de oxígeno : 1 lb / 10^6 Btu = 1540 mg / m^3 N*
- *gas con 3% de oxígeno : 1 lb / 10^6 Btu = 1590 mg / m^3 N*

Tabla XXXII.3.- Resumen de la normativa federal en plantas energéticas para generadores de vapor > 100.10⁶ Btu/h, con construcción o modificación empezada después de 19 junio 1984

Combustible	Contaminante	Emisiones (*)	
		Tasa máxima, lb/10⁶ Btu	Reducción requerida en %
Carbón	SO_2 (todas)	1,2	90
	No_x como NO_2	Alimentador + distribuidor = 0,6	(**)
		Combustión en masa = 0,5	
		Carbón pulverizado = 0,7	
		Lecho fluidificado = 0,6	
	Partículas	0,05 (***)	
Aceite residual	SO_2	0,8	90
		0,5	0
	NO_x como NO_2	0,4/0,3	
	Partículas	0,05 (***)	
Gas	SO_2		
	NO_x como NO_2	0,2/0,1 (**)	
	Partículas	0,1 (***)	

(*) Se deben cumplimentar ambos, máxima emisión y reducción requerida

(**) Basta con cumplimentar la máxima emisión

(***) Hay un límite de opacidad del 20% que hay que controlar

Conversiones para:
- *carbón con 6% de oxígeno : 1 lb / 10^6 Btu = 1230 mg / m^3 N*
- *aceite con 3% de oxígeno : 1 lb / 10^6 Btu = 1540 mg / m^3 N*
- *gas con 3% de oxígeno : 1 lb / 10^6 Btu = 1590 mg / m^3 N*

Tabla XXXII.4.- Límites extractados de emisiones internacionales de SO_2 para nuevas plantas que quemen carbón
Fuente: IEA Coal Research, Octubre 1989

País	Tipo de planta	Tamaño planta		Emisiones estandarizadas		
		MWt	10^6 Btu/h	Mg/m³N	Lb/10^6 Btu	% retirado
Austria	Hulla	10 - 50	34 - 171	400	0,33	
	Lignito	> 50	> 171	400	0,33	
	Antracita	> 50	> 171	200	0,16	
Bélgica		50 - 100	171 - 341	2000	1,6	
		100 - 300	341 - 1024	1200	1	
		> 300	> 1024	250	0,2	
Canadá	Energética	Todos	todos	740	0,6	
Dinamarca	Energética	> 50	> 171	860	0,7	
Finlandia		50 - 150	171 - 512	660	0,54	
		> 150	> 512	400	0,33	
Alemania	Convencional	1 - 100	3 - 314	2000	1,6	
		100 - 300	341 - 1024	2000	1,6	60
		> 300	> 1024	400	0,33	85
	Lecho fluido	> 1	> 3	400	0,33	75
Italia	Energética	> 100	> 1024	400	0,33	
Japón	Todas	Todos	Todos	Particulares de cada planta		
Holanda		50 - 300	171 - 1024	700	0,57	
		> 300	> 1024	400	0,33	
España	Energética	antracita		2400	2	
		lignito		9000	7,3	
	Industrial	antracita		2400	2	
		lignito		6000	4,9	
Suecia	carbón	> 0,5	> 1,7	290	0,24	
Taiwán		Todos	-	3150	2,56	
Reino Unido		> 700	> 2388	-	-	90
USA.	Energética	> 73	> 250	1480	1,2	70 - 90
	Industrial	> 29	> 100	1480	1,2	90

XXXII.2.- MÉTODOS DE CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA

Para controlar las emisiones, se han adoptado algunos criterios que, en muchos casos, dependen del nivel de disponibilidad económica.

- Estándares de emisión: *Limitan la masa de SO_2 ó NO_x que se emite por volumen, por aporte de calor o por unidad de tiempo (hora, día, año).*

- Requisitos de eliminación porcentual: *Especifican la fracción de emisiones incontroladas que deben retirarse de los humos.*

- Requisitos de combustible: *Están relacionados con el control del SO_2, y delimitan el tipo de combustible que se puede utilizar o el contenido de S en el combustible.*

- Requisitos de tecnología: *Indican el tipo de tecnología de control requerida para su instalación.*

El método de control más utilizado es el de los estándares de emisión, que se combina con alguno de los otros. Es norma que las emisiones procedentes de nuevas plantas se controlen con límites más estrictos que las emisiones procedentes de instalaciones ya existentes.

El control local, regional o nacional de los estándares de emisiones depende del país de que se trate, en los que las autoridades pueden aplicar sin mayores exigencias a muchas instalaciones.

En la Tabla XXXII.4 se indican una serie de estándares seleccionados de emisiones de SO_2 para nuevas calderas que quemen carbón basados en la Agencia Internacional de la Energía (IEA).

XXXII.3.- TIPOS DE CONTAMINANTES, FUENTES E IMPACTOS

Los contaminantes del aire permanecen en la atmósfera y según la cantidad y características, tienen efectos nocivos sobre la salud humana y/o sobre el medio ambiente.

Las fuentes de estos contaminantes se clasifican en:

- *Estacionarias,* cuando proceden de fuentes fijas, que incluyen las grandes emisiones de plantas energéticas generadoras de electricidad y hornos industriales, cuyas emisiones se descargan por chimenea
- *Móviles,* que están relacionadas con el transporte
- *Fugitivas,* que incluyen:
  - *Las descargas a la atmósfera procedentes de bombas, válvulas, cierres y otros puntos de procesos no ventilados a través de una chimenea*
  - *Las emisiones procedentes de pilas de carbón, rellenos, balsas, etc*

Las más frecuentes son las emisiones de partículas que tienen lugar en actividades relacionadas con la industria, cuando no se recogen.

Los contaminantes que proceden de fuentes estacionarias son SO_2, NO_x, CO y partículas; cualquier otra tipo de emisiones procedentes de fuentes fijas, se identifican como tóxicos aéreos, que son contaminantes potencialmente peligrosos que se presentan como trazas en los procesos de combustión.

La preocupación ante el impacto de las emisiones de CO_2 sobre el calentamiento global comienza en 1980; es un gas de efecto invernadero que se emite por fenómenos naturales y por el proceso de combustión de todos los combustibles fósiles y compuestos de hidrocarburos.

El SO_2 se incluye en la categoría de contaminantes, así como pequeñas cantidades de SO_3.

La principal fuente de óxidos de S es la combustión del carbón y, en menor cantidad, los aceites (fuelóleos) residuales; los sectores energético e industrial (siderurgia, refinerías) constituyen los emisores más importantes de óxidos de S, que se han relacionado con una serie de problemas como:

- *Irritación del sistema de respiración humano*
- *Reducción de la visibilidad*
- *Corrosión de materiales*
- *Efectos sobre la vegetación*
- *Lluvia ácida*

En el grupo de los óxidos de nitrógeno los más significativos en cantidad son el NO y el NO_2. El NO es el primer compuesto de nitrógeno que se forma en los procesos de combustión a alta temperatura, en los que el nitrógeno presente en el combustible o en el aire comburente se combina con el oxígeno.

La cantidad de NO_x formado durante el proceso de combustión depende de:

- *Las cantidades de nitrógeno y oxígeno disponibles*
- *La temperatura del proceso*
- *El nivel de mezcla*
- *El tiempo disponible para la reacción*

El control de estos parámetros es la base para una serie de estrategias que implican al control del proceso de combustión y al diseño de quemador.

El NO_2 absorbe la totalidad del espectro visible y puede reducir la visibilidad; se ha asociado con
- *Desórdenes respiratorios*
- *La corrosión y degradación de materiales*
- *Daños a la vegetación*
- *La formación de ozono y de humiebla (mezcla de humo y niebla)*

Tabla XXXII.5.- Límites extractados de emisiones internacionales de NO_x para plantas que queman carbón
Fuente: IEA Coal Research Report, IEA/CR-30, Diciembre 1990

Países	*Plantas nuevas*		*Plantas existentes*	
	Mg NO_x/m^3N	*Lb/10^6 Btu*	*Mg NO_x/m^3N*	*Lb/10^6 Btu*
Austria	*200 - 400*	*0,16 - 0,33*	*200 - 400*	*0,16 - 0,33*
Bélgica	*200 - 800*	*0,16 - 0,65*		
Dinamarca	*650*	*0,53*		
Comunidad Europea (CE)	*650 - 1300*	*1,53 - 1,06*		
Finlandia	*200 - 400*	*0,16 - 0,33*	*400 - 620*	*0,33 - 0,50*
Alemania	*200 - 500*	*0,16 - 0,41*	*200 - 1300*	*0,16 - 1,06*
Italia	*200 - 650*	*0,16 - 0,53*	*200 - 650*	*0,16 - 0,53*
Japón	*410 - 510*	*0,33 - 0,41*	*620 - 720*	*0,50 - 0,60*
Holanda	*400 - 800*	*0,33 - 0,65*	*1100*	*0,9*
Suecia	*140*	*0,11*	*140 - 560*	*0,11 - 0,46*
Suiza	*200 - 500*	*0,16 - 0,41*	*200 - 500*	*0,16 - 0,41*
Taiwán	*600 - 850*	*0,49 - 0,69*	*600 - 850*	*0,49 - 0,69*
Reino Unido	*650*	*0,53*		
USA	*615 - 980*	*0,50 - 0,80*	*553 - 614*	*0,45 - 0,50*

Las emisiones de CO procedentes de calderas energéticas representan un porcentaje relativamente pequeño del total de las emisiones de CO, ya que la mayor parte proceden de los motores de combustión interna que operan en el sector del transporte. La importancia medioambiental del CO radica en su efecto sobre la salud, ya que se absorbe por los pulmones y reduce la capacidad de transporte de oxígeno de la sangre, provocando daños en el aparato locomotor y fatiga fisiológica.

Las materias sólidas y líquidas, de composición orgánica o inorgánica, que se encuentran suspendidas en los gases de combustión o en la atmósfera, se identifican como partículas. Su tamaño está entre $1 \div 100$ μm, y en los procesos de condensación se pueden presentar con tamaño menor de 1 μm

Entre los efectos de las emisiones de partículas se encuentran:

- *El deterioro de la visibilidad y ensuciamiento de las áreas circundantes*
- *El agravamiento de los efectos del SO_2*
- *Los problemas respiratorios de las personas*

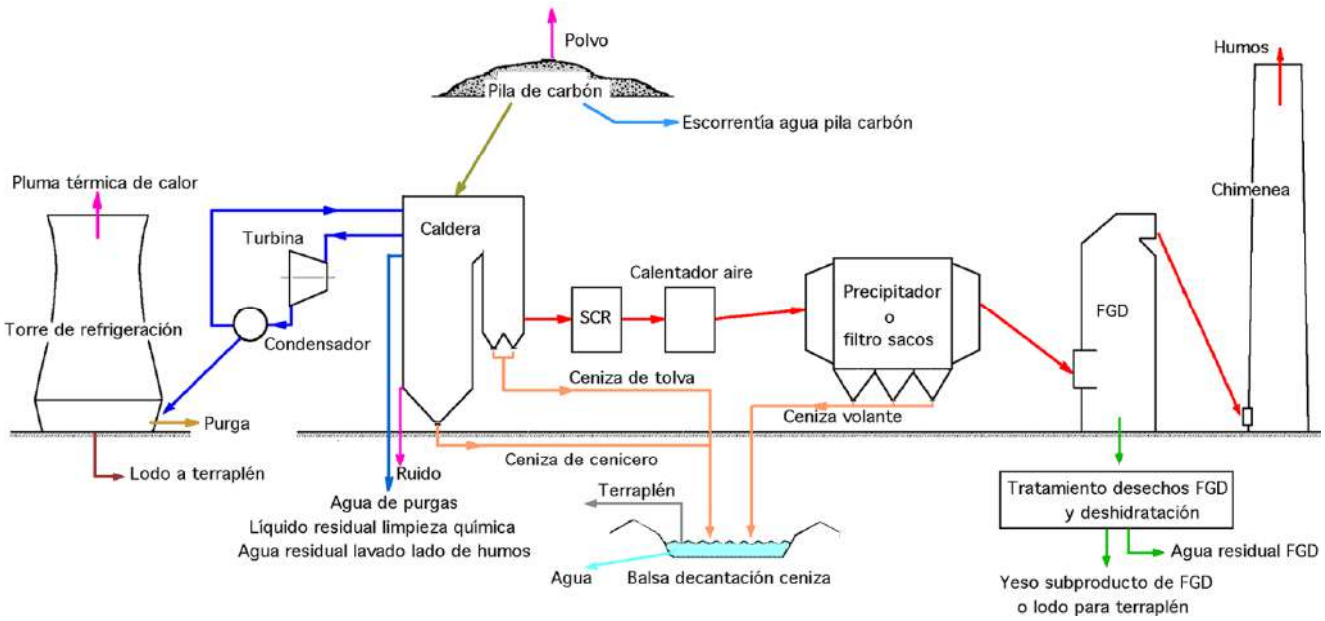
Los compuestos orgánicos volátiles VOC consisten en moléculas que contienen C e H, e incluyen compuestos aromáticos, olefinas y parafinas. Desde el punto de vista medioambiental, son importantes como consecuencia de su papel en la formación de la niebla densa (combinación de humo y niebla) a través de reacciones fotoquímicas con los NO_x, que puede causar:

- *Problemas respiratorios e irritación de ojos*
- *Daños a la vegetación*
- *Disminución de la visibilidad*

Los materiales tóxicos y peligrosos corresponden a una extensa categoría de:

Tabla XXXII.6.- Emisiones USA en 1985

Emisiones 1000 Tm	*Combustión*		*Otras combustiones*	*Procesos industriales*	*Transporte*	*Otros*	*TOTAL*
	energética	*industrial*					
SO_2	*16055*	*2679*	*613*	*2931*	*864*	*4*	*23146*
NO_x	*6662*	*3198*	*790*	*926*	*8835*	*130*	*20541*
VOC	*40*	*97*	*1862*	*3715*	*8800*	*7558*	*22072*
TSP	*570*	*304*	*1171*	*1099*	*4195*	*1044*	*8383*



SCR = Reducción catalítica selectiva de NO_x ; (FGD) = Desulfuración de humos

Fig XXXII.2.- Efluentes y emisiones de una planta termoeléctrica

- Contaminantes aéreos, como el arsénico, asbesto, benceno, berilio, mercurio, radionucleidos, cloruros de vinilo, etc

- Productos químicos orgánicos industriales, simples y complejos

- Un pequeño número de productos químicos de inorgánicos, especialmente metales pesados

Las fuentes de tóxicos aéreos son las calderas energéticas, las plantas de pulpa y papel y los incineradores de residuos sólidos urbanos.

XXXII.4.- TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA

Para el control de todas y cada una de las emisiones procedentes de una caldera energética o industrial, se toman una serie de estrategias considerando:

- El combustible de diseño

- El tipo y extensión de la reducción impuesta para la emisión

- Factores económicos como el diseño de caldera, ubicación, equipo nuevo o existente, edad y vida restante de la instalación, etc

A) TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE SO_2.- Las emisiones de SO_2 procedentes de calderas que queman carbón se pueden reducir utilizando
- *Técnicas de precombustión*
- *Modificaciones de la combustión*
- *Métodos de postcombustión*

a) Técnicas de precombustión.- Incluyen la utilización de:

- Aceite o gas en unidades nuevas

- Carbón limpio o de un cambio de combustible en unidades ya existentes

El uso de gas permite reducir las emisiones de S casi a cero. El empleo de aceites bajos en S minimiza las emisiones de SO_2, pero la inestabilidad de sus precios y su disponibilidad, los hace menos atractivos, excepto cuando se imponen por circunstancias locales.

El cambio del combustible de calderas existentes, por aceite o gas, implica prestar una atención especial:

- Al equipo de recepción

- A las instalaciones de almacenamiento

- Al equipo de combustión que incluye los sistemas de seguridad, el diseño de la caldera y la unidad de depuración postcombustión de humos (FGD)

En el caso de sistemas nuevos, los fuegos de aceite y de gas reducen significativamente el coste del sistema de vapor. Cuando se cambia de un carbón a otro de bajo S, se pueden producir drásticos impactos en los equipos de manipulación de combustible, de combustión y de recogida de partículas.

b) Técnicas de combustión.- Se pueden emplear para:

- Controlar las emisiones de SO_2 en la combustión en lecho fluidificado, cuando se utiliza caliza como material del lecho, que puede absorber más del 90% del S liberado durante el proceso de combustión

- Reducir las emisiones de NO_x

c) Técnicas de inyección de absorbente.- Consisten en añadir a los gases de combustión del carbón, un componente alcalino para que reaccione con el SO_2 (también se pueden utilizar compuestos de Na). La inyección de un absorbente no implica modificación alguna en el proceso de combustión, y se aplica en zonas de temperatura comprendidas entre la salida de la zona de combustión, en la parte superior del hogar, y la del economizador y conductos, que siguen hacia el calentador de aire.

Los absorbentes de Ca comprenden:
- *La caliza, o carbonato cálcico, $CaCO_3$*
- *La cal, u óxido de calcio, CaO*
- *La cal hidratada, o hidróxido de calcio, $Ca(OH)_2$*
- *Modificaciones de estos compuestos con aditivos especiales*

La forma en que reacciona el absorbente inyectado con los óxidos de S depende de:

- *La temperatura de inyección*
- *El tipo de absorbente*
- *El área correspondiente a la superficie del absorbente*
- *La relación molar* $\frac{Absorbente}{S}$

d) Técnicas de depuración húmeda y seca.- Las tecnologías utilizadas en la industria de producción de energía eléctrica, quemando carbón, son los sistemas de depuración de humos por vía húmeda y por vía seca. Ambos métodos emplean unas mezclas (lodos) de absorbente y agua para reaccionar con el SO_2 de los humos, generando productos residuales húmedos y secos.

En el proceso de *depuración por vía húmeda,* el lodo absorbente (reactivo) se compone de una mezcla de agua y cal, caliza, Mg con cal o $CaCO_3$, que entra en contacto con los gases de combustión en el interior de un reactor. Es una tecnología de eficiencia elevada (superior al 90% con una relación molar $\frac{Ca}{S} \approx 1$), perfectamente establecida, que puede generar subproductos utilizables, Fig XXXI 3 y 4.

La *depuración por vía seca* implica la aspersión de un lodo acuoso de absorbente, dentro de un reactor, de tal modo que las gotitas de lodo se secan cuando entran en contacto con los humos, a 300ºF (150ºC). La reacción con el SO_2 tiene lugar durante el proceso de secado, generando una partícula seca que contiene el producto de la reacción y el absorbente que no ha reaccionado, arrastrados por la corriente de humos al mismo tiempo que la ceniza volante en polvo. Estos materiales se capturan aguas abajo, en un equipo de control de partículas.

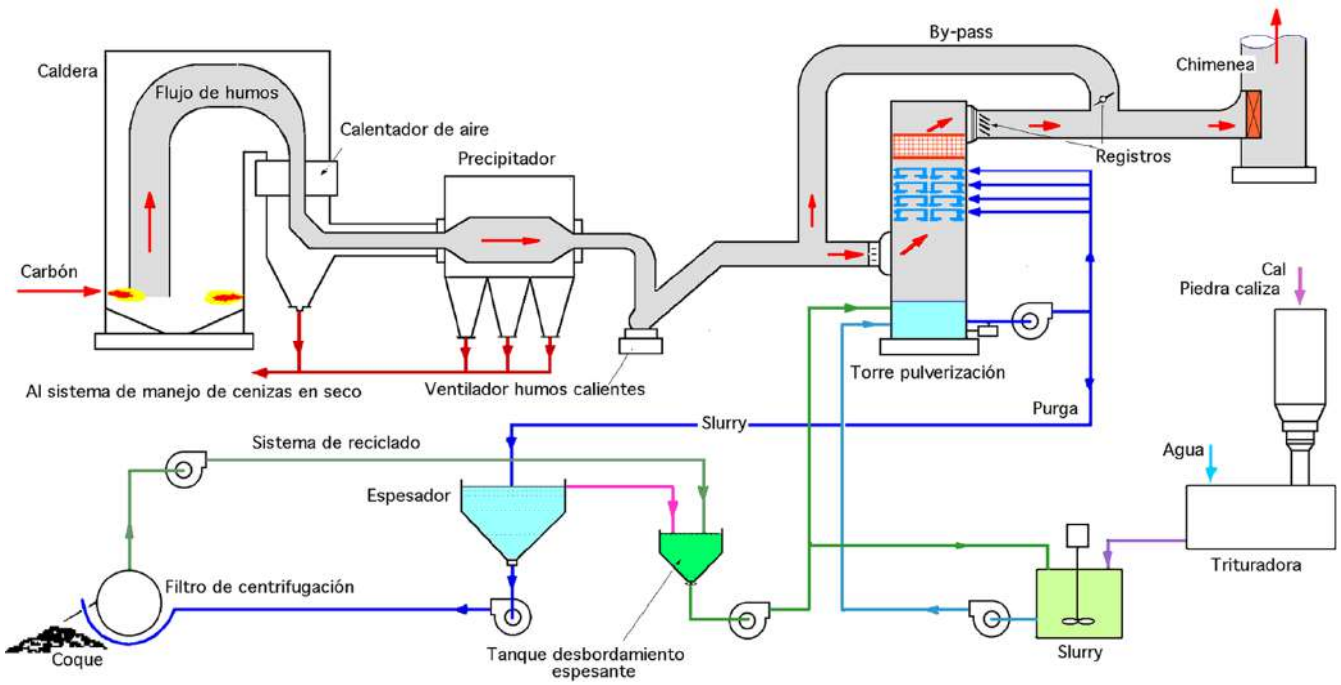


Fig XXXII.3.- Esquema de un sistema de desulfuración de gases mediante depuración por vía húmeda (FGD)

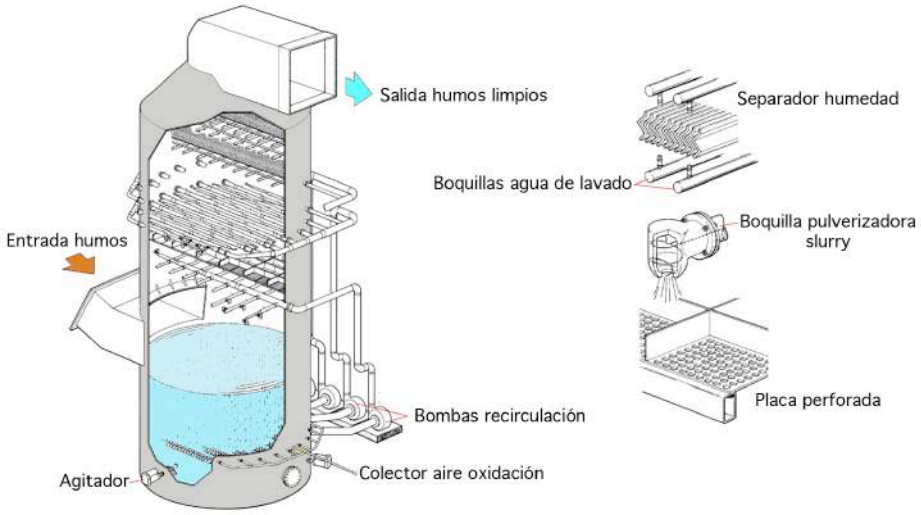


Fig XXXII.4- Depurador por vía húmeda (FGD) para la desulfuración de humos (Eficiencia 98%)

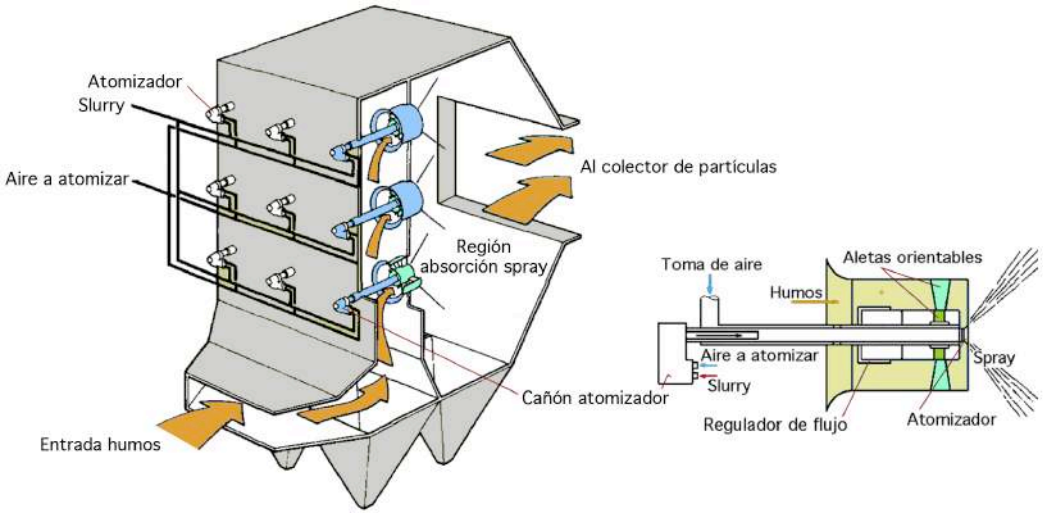


Fig XXXII.5- Módulo del reactor del depurador (DSR) por vía seca. (Combustibles sólidos, carbón y basuras municipales)

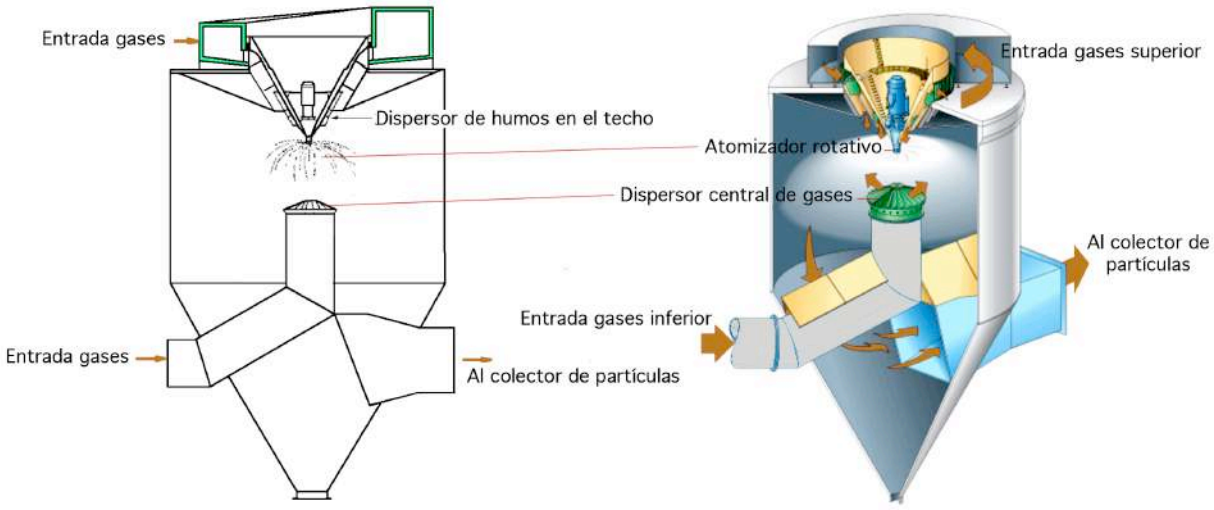


Fig XXXII.6- Configuración del módulo del reactor de flujo vertical de un depurador por vía seca (FGD) Eficiencia (97%). (Todos los combustibles sólidos y residuos sólidos municipales)

La depuración seca es una tecnología con una considerable flexibilidad operativa, aunque es posible el ensuciamiento de los conductos aguas abajo de la depuración; el residuo de los desechos es un material seco.

PROCESOS HÚMEDOS DE DESULFURACIÓN DE GASES.- Este tipo de procesos se basa en la puesta en contacto de los gases residuales de combustión con una solución alcalina en un recipiente para absorción y/o reacción entre el SO_2 y el adsorbente, y se clasifican según el destino del componente reactivo en el absorbente, en:

- *No regenerativos.-* El componente reactivo del absorbente se combina químicamente con el SO_2 para formar un residuo compuesto de cenizas, agua, sulfato y sulfito de calcio; no existe etapa de regeneración y el SO_2 queda en el residuo que posteriormente se depositará.

- *Regenerativos.-* El sólido reacciona absorbiendo SO_2 y luego se regenera y recicla; el SO_2 se convierte en un subproducto, obteniéndose S, H_2, SO_4 ó SO concentrado.

a) Procesos húmedos no regenerativos.- La mayoría de las instalaciones de desulfurización por vía húmeda utilizan caliza debido a su menor coste con respecto a la cal; los procesos de este tipo son los que emplean caliza o cal, el sistema dual-álcali y otra opción que utiliza caliza o cal en combinación con un agente promotor como el Mg, que conduce la reacción de absorción de una manera más rápida y eficaz, aumentando así la eficacia de la eliminación.

En los sólidos utilizados como absorbentes, $\begin{cases} la\ alta\ porosidad \\ el\ tamaño\ de\ grano \end{cases}$ son las propiedades que más contribuyen a una alta disolución del sólido en el licor absorbente de SO_2.

Los reactivos utilizados llegan a la planta en estado seco, no requiriendo manipulación ni almacenamiento especiales. La preparación del reactivo se lleva a cabo mediante mezcla de agua y sólido en molinos de bolas, clasificándose el slurry resultante, recirculando los sólidos grandes y bombeándolo a grandes tanques.

La cal se debe manejar neumáticamente y almacenar en silos, con el objeto de prevenir que coja humedad o que reaccione con el O_2. La absorción del SO_2 tiene lugar en sistemas de absorción de columna de pulverización o de dispersión de los gases a través del líquido.

Los sulfitos y sulfatos formados en la adsorción de SO_2 aparecen como sólidos en el tanque de reacción. El producto residual contiene un 10% del peso de sólidos, existiendo dos alternativas para la deposición de tales residuos, el relleno de tierras y la deposición en lagunas.

El residuo a deponer en rellenos de tierras debe contener un 75% de sólidos, lo que se consigue mediante espesadores de gravedad que eliminan el agua del residuo hasta llegar a un 30% de sólidos; el agua que se obtiene del espesador se utiliza en el proceso de preparación del reactivo; filtros

de vacío o centrfugos eliminan el agua de la corriente proveniente del espesador hasta lograr un producto con $55 \div 75\%$ de sólidos; si se requiere un residuo más estable, el lodo se mezcla con cenizas o cal para fijarlo y estabilizarlo.

El tamaño del relleno de tierras requerido depende del $\begin{cases} \textit{contenido en S del carbón} \\ \textit{grado de eliminación del agua} \\ \textit{tamaño de la unidad} \end{cases}$

Para una planta de 500 MW se requiere una superficie de $20.000 \div 80.000$ m^2, de 15,3 m de profundidad, durante 10 años, dependiendo del contenido en S del carbón.

La deposición en lagunas requiere aún más terreno, pero menos costes de capital y de operación; la laguna recibe slurry agotado directamente del absorbedor con un 10% de sólidos.

Los sistemas $\begin{cases} \textit{- que utilizan cal} \\ \textit{- dual - álcali} \end{cases}$ tienen ventajas en los costes de operación sobre los sistemas con caliza; requieren menos reactivo, con la consiguiente disminución de costes de transporte y el menor flujo de slurry reduce los requerimientos de bombeo, particularmente en los sistemas dual-alcali. La utilización de agentes promotores puede ser favorable cuando se queman carbones con alto contenido en S, o se espera una mala utilización de la caliza, pero incrementan el coste de reactivos. Los procesos con CaO conllevan menos inversión de capital que los procesos con caliza, y tienen menor coste de amortización anual a menores contenidos de S en el carbón.

Los procesos de absorción con cal o caliza se basan en la reacción del SO_2 con el absorbente en forma de slurry para formar sulfito y sulfato de Ca, los cuales se separan del proceso como productos residuales, deponiéndose posteriormente mediante métodos conocidos.

El proceso dual-alcali es una combinación de las etapas:

Absorción: $NaOH + SO_2 \rightarrow Na\,SO_3 + H_2O$

Regeneración: $Na\,SO_3 + Ca(OH)_2 \rightarrow 2\,NaOH + CaSO_3$

ecuaciones químicas que representan una serie de reacciones que ocurren en la absorción de SO_2; la disolución regenerada se recicla en el absorbedor, pero este proceso se clasifica como no regenerable ya que el SO_2 no se regenera; un reciclado del slurry en este proceso reduce en gran parte la cantidad de solución procesada por los equipos de separación; el sulfato se puede eliminar con una purga o mediante etapas adicionales de reacción a bajo o alto pH.

Los procesos de absorción con cal o caliza y el dual-alcali, se pueden llevar a cabo mediante la adición de aditivos solubles como el Na_2CO_3, NH_3, ácidos carboxílicos, MgO, aminas y otros que hacen que se consigan niveles de eliminación de SO_2 equivalentes pero con mejor utilización de caliza, menor pérdida de carga, menor relación de líquido y/o depuraciones más simples que si no se utilizaran aditivos.

b) Procesos regenerativos.- Este tipo de procesos, menos desarrollados, ofrecen una serie de ventajas como $\begin{cases} \text{- No es necesaria la deposición de lodos o productos de filtrado} \\ \text{- Se obtienen productos como } SO_2 \text{ , } S \text{ ó } H_2SO_4 \\ \text{- Se obtienen menores cantidades de material secundario residual} \end{cases}$

que se ven contrarrestadas por:

- Las mayores inversiones necesarias

- Los mayores costes de operación

- El aumento de las necesidades de energía, especialmente si se requiere un gas reductor para la producción de S

- Requerir mayores eficacias de eliminación de partículas en el gas, antes de su entrada al absorbedor de SO_2

Entre los diferentes procesos húmedos regenerativos podemos destacar:

- Proceso Wellman-Lord, en el que el gas entra al sistema procedente de un precipitador electrostático y pasa a través de un Venturi o preabsorbedor donde se eliminan cloruros y cenizas.

El gas frío y húmedo, procedente del preabsorbedor, se pone en contacto en el absorbedor con $\begin{cases} \text{- sulfito sódico} \\ \text{- carbonato sódico} \end{cases}$, para formar bisulfato sódico que se regenera; parte del sulfato sódico se purga del sistema como sólidos mediante centrifugación.

La regeneración del sulfito sódico se lleva a cabo térmicamente en evaporadores, formándose una mezcla SO_2/vapor de agua; el SO_2 se concentra en esta corriente hasta el 90% mediante condensación del agua y agotamiento y, posteriormente, esta corriente sufre otros procesos para la obtención de SO_4H_2 ó S.

- En el proceso con MgO, éste se utiliza para absorber SO_2 de los gases residuales después de la eliminación de partículas, obteniéndose sulfito de magnesio. El slurry se centrifuga recuperándose SO_3 Mg/SO_4 Mg/MgO sólido, que son calcinados a elevadas temperaturas con coque para regenerar el absorbente a MgO.

La corriente gaseosa es rica en SO_2 y se utiliza para producir SO_4H_2 ó S.

- El proceso de desulfurización catalítica/IFP es una combinación del proceso de absorción catalítica con NH_3 y un sistema de regeneración desarrollado por el Institut Français du Petrole (IFP); el SO_2 en los gases se pone en contacto con una disolución de sulfito y bisulfito para formar una solución de sulfato amónico, que pasa por un evaporador, un reductor de sulfato, un recalentador y un reactor de SO_3; de esta mezcla se obtiene H_2S en un reactor de regeneración de sulfhídrico, que alimenta a un sistema Claus líquido IFP donde se obtiene el S como subproducto del sistema de desulfurización; el NH_3 regenerado se recicla al absorbedor.

- ***El proceso de citrato/fosfato*** para la eliminación de SO_2 se basa en la absorción de éste en una disolución acuosa de citrato o fosfato sódico; después del contacto con el gas en el absorbedor, la disolución rica en SO_2 pasa a través de una serie de reactores de regeneración; mediante una corriente rica en H_2S, que se burbujea en contracorriente en la disolución, el SO_2 se reduce a S; el slurry de S del último regenerador entra en una unidad de flotación de S donde se separan S y citrato/fosfato; la disolución se recicla al absorbedor y el slurry de S pasa a un decantador para obtener S.

- El proceso Chiyoda Thoroughbred utiliza un slurry de caliza como absorbente pero con oxidación forzada del CaCO3, produciéndose yeso como subproducto; el gas a desulfurar se burbujea a través de una disolución sobresaturada de caliza en un reactor de chorro de burbujas, y se añade aire para asegurar la formación de carbón; los cristales de yeso formados se recirculan al slurry hasta que tengan suficiente tamaño para precipitar. Este proceso ha sido utilizado tanto en Japón como en USA en instalaciones que queman carbón y fuelóleo, obteniéndose eficacias entre el 90%÷95% de eliminación de SO_2.

Una variante de este sistema lo constituye el ***proceso Davy S-H*** que utiliza una solución acuosa de Ca(OH) para absorber SO y formar el bisulfito cálcico como intermedio soluble; ésta formación se asegura por el uso de ácido fórmico que tampona la solución y proporciona el pH adecuado.

B) TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE NO_x.- Las emisiones de NO_x de calderas industriales y energéticas, que queman combustibles fósiles, proceden de:

- Los compuestos de nitrógeno estructural que hay en el combustible

- El nitrógeno molecular del aire suministrado para la combustión

que se facilitan por las elevadas temperaturas y las altas cantidades de calor liberado, habituales en las calderas. Las principales estrategias para la reducción de las emisiones de NO_x se concretan en dos vías diferentes:

- La modificación del proceso de combustión, para controlar la mezcla de combustible y aire, y reducir la temperatura de la llama

- El tratamiento postcombustión de los humos, para eliminar los NO_x

Modificación de la combustión.- Este método de reducción de los NO_x puede incluir la:

- Utilización de quemadores de bajo NO_x

- Combustión
- *escalonada*
- *con poco aire$_{exceso}$*
- *catalítica*
- *en lecho fluidificado*

- *Tecnología de la recirculación de humos*
- *Recombustión (quemado completo)*

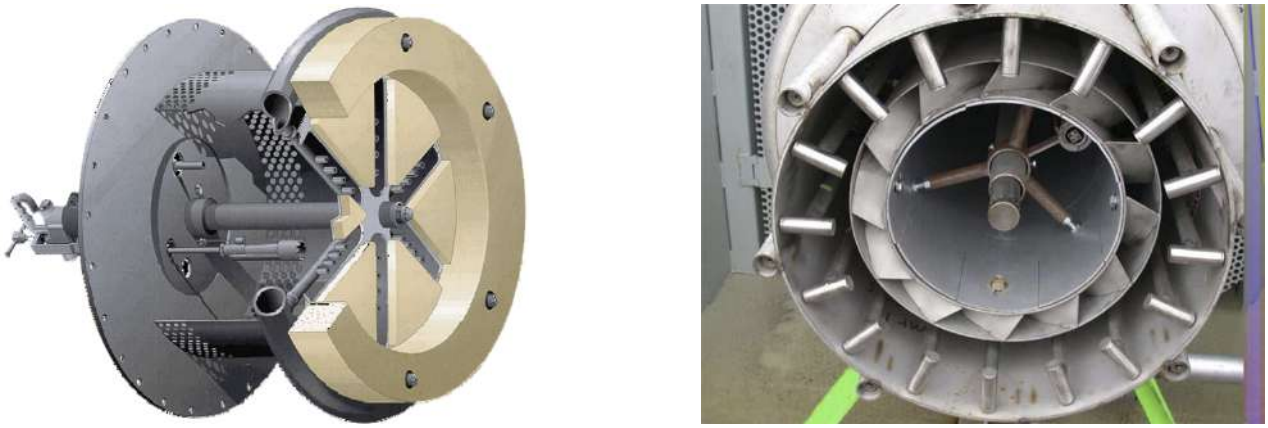


Fig XXXII.7- Quemadores para bajas emisiones de NO_x

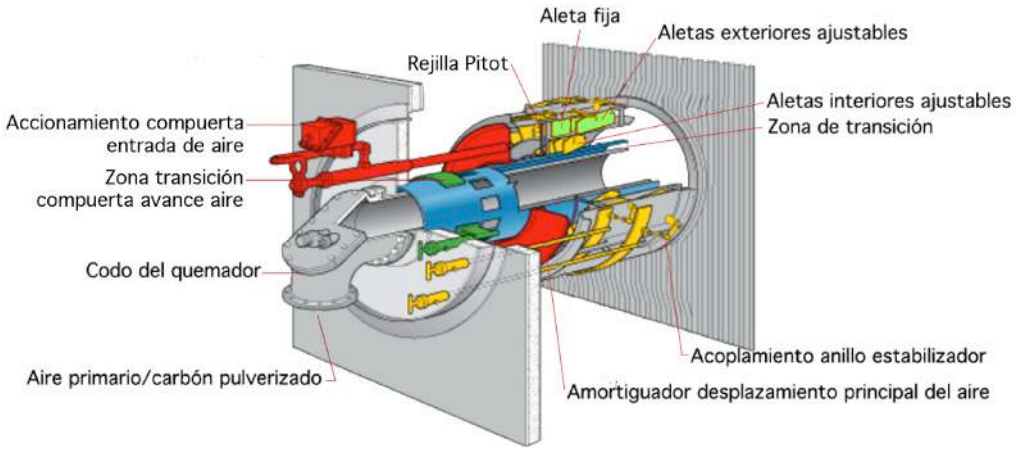


Fig XXXIII.7a.- Quemador de carbón de bajo NO_x, tipo DRB-4Z. Reduce hasta el 80% de NO_x con aire sobre el fuego

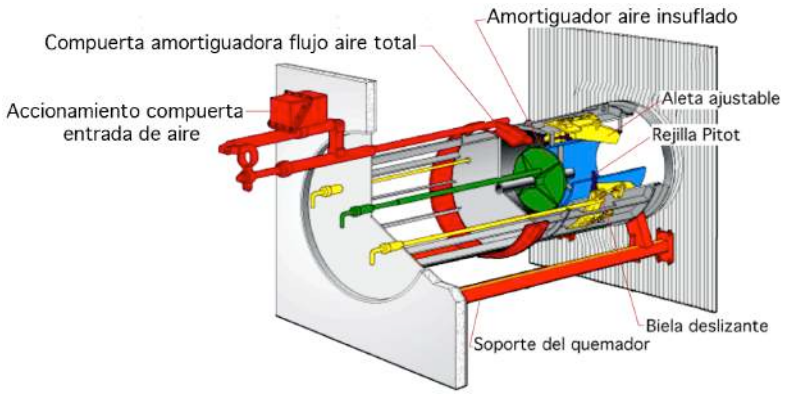


Fig XXXIII.7b.- Quemador dual de bajo NO_x sistema de aire sobre el fuego

- Quemadores de bajos NO_x.- disminuyen y controlan la mezcla de combustible y aire, de forma que
- *Reducen la disponibilidad de oxígeno en la ignición y en las zonas principales de combustión*
- *Pueden reducir las emisiones de NO_x hasta un 50% o más, según sean las condiciones iniciales*
- *Son relativamente baratos*
- *Se pueden aplicar lo mismo en plantas nuevas que en las modificaciones de las existentes*

Están basados en el concepto de mezcla distribuida, y diseñados para el control y estequiometría de la mezcla combustible/aire en la zona de precombustión del hogar, produciendo una llama de difusión poco turbulenta y de baja temperatura, relativamente, para retardar la conversión del N_2 del combustible a NO_x, manteniendo elevadas eficacias de combustión; ésto se consigue mediante el control de la impulsión, dirección y cantidad de los flujos de combustible y aire en los inyectores a la cámara de combustión, obteniéndose una atmósfera reductora en la zona inicial de la combustión, reduciendo también la conversión del N_2 del combustible y obteniendo reducciones de las emisiones de $NO_x \approx 50\%$.

Es la técnica más utilizada actualmente, aunque produce llamas más largas que pueden ser impracticables en calderas pequeñas y no vale para la antracita, que necesita mayores temperaturas de combustión.

- Combustión escalonada.- Consiste en una combustión primaria normal seguida por otra secundaria en una zona rica en combustible y baja en O_2. La combustión se completa en una zona posterior a más baja temperatura y en atmósfera rica en aire, Fig XXXII.8.

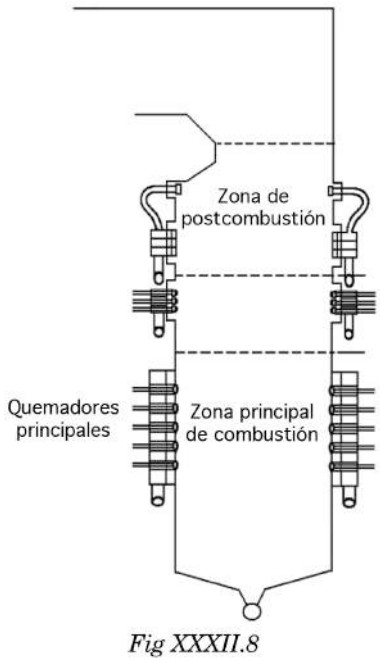


Fig XXXII.8
Esquema de combustión escalonada

Este método es efectivo en calderas existentes no diseñadas para controlar los NO_x, pudiéndose alcanzar reducciones superiores al 40% del total si se utiliza sólo carbón y hasta el 60% si se utiliza gas natural, en proporción ≈ 15% del total del combustible, en la 2ª etapa. En la combustión escalonada, alrededor del 85% de la carga térmica se libera en la zona de combustión primaria donde arde el carbón. Posteriormente se inyecta gas natural (el 15% restante) con un gran defecto de aire para crear una zona con atmósfera reductora rica en combustible, donde los óxidos de nitrógeno formados en la combustión principal reaccionan con los radicales de hidrocarburos del gas natural, formándose N_2 y NH_3; en esta zona reductora existe riesgo de corrosión y escorificación.

La combustión se completa con aire a baja temperatura, regenerándose una parte de los óxidos de nitrógeno a partir del N_2 y el NH_3 generados en la segunda etapa; este método reduce los NO_x térmicos, consiguiendo niveles de eliminación del orden del 30%÷50% de NO_x en quemadores industriales

- ***Recirculación de humos.-*** Consiste en dirigir una parte de los gases de escape desde la entrada del precalentador de aire hasta el colector de aire a inyectar en el hogar, con lo que se reduce la temperatura en la caldera. El sistema reduce la concentración de oxígeno y la temperatura de combustión, mediante la recirculación de parte de los humos hacia el hogar, sin que se incremente por ello el flujo de humos; cuando se queman aceites o gases, se pueden alcanzar reducciones importantes de NO_x térmico; sin embargo, cuando se quema carbón, la reducción es modesta. Si se tiene en cuenta el coste de las modificaciones en caldera y conductos y la penalización de eficiencia debida a los requisitos de potencia de los ventiladores de recirculación, esta opción puede resultar más cara que los otros métodos de control de NO_x en el interior del hogar.

Al recircular gases a la zona de combustión primaria se reduce la formación del NO_x térmico mediante la disminución de la temperatura punta de la llama; al reducir principalmente el NO_x térmico, sus aplicaciones están restringidas a combustibles de bajo contenido en N_2, como gas natural, petróleo destilado y petróleos residuales bajos en N_2, no siendo efectivo desde el punto de vista económico, debido al aumento de los costes provocados por la recirculación de los humos.

- ***Recombustión.-*** Es una tecnología empleada en los hogares ciclón para reducir las emisiones de NO_x; en este proceso, entre el 75÷80% del aporte de combustible se quema en el interior del recinto ciclón con un mínimo de $aire_{exceso}$. El combustible residual (gas, aceite o carbón) se añade al hogar por encima de la zona de combustión primaria; ésta es la zona de combustión secundaria que opera en condiciones subestequiométricas, para generar radicales hidrocarburados con los que el NO formado en el ciclón se reduce a N_2.

El proceso de combustión se completa añadiendo $aire_{comburente}$ por las portillas de $aire_{secundario}$ (por encima del nivel de fuegos) en una zona de quemado final, en la parte alta del hogar.

- ***Combustión con poco exceso de aire.-*** Reduciendo al mínimo el $aire_{exceso}$ en la combustión se logra disminuir la formación del NO_x térmico y del combustible y se aumenta la eficacia de la combustión, puesto que reduce el consumo de combustible; el nivel mínimo de aire viene condicionado por las emisiones de CO. Se consiguen reducciones de $NO_x \approx 20\%$, aunque se produce mucha suciedad y corrosión en la caldera por inquemados.

- ***Combustión catalítica.-*** Mediante un catalizador se produce la combustión en menos tiempo y a temperatura más baja, al maximizarse la zona de reacción y utilizar menos aire; el catalizador acelera la velocidad de la reacción química de la combustión, obteniéndose elevadas velocidades a bajas temperaturas, evitándose así la formación de NO_x. Las cámaras de combustión catalíticas controlan el NO_x térmico por la maximización del área de reacción en el combustor y el NO_x del combustible por operar a relaciones combustible/aire elevadas. No se puede utilizar para quemar

antracita, ya que ésta necesita alta temperatura de combustión.

- ***Combustión en lecho fluidificado.-*** La temperatura de llama relativamente baja que se encuentra en los lechos fluidificados da como resultado que la formación de NO a partir del N_2 del aire está virtualmente ausente; no obstante, la contribución del N_2 del combustible a las emisiones de NO_x es todavía importante. Con las temperaturas alcanzadas con la combustión de carbón, el NO producido por el N_2 ligado químicamente al combustible excede la concentración de equilibrio. Esto indica que una fracción sustancial de NO se deberá descomponer en elementos moleculares.

Al reducir la temperatura de la zona de combustión, como ocurre en este tipo de combustión, se modifica el equilibrio de disociación de NO hacia mayores descomposiciones de NO. No obstante, también disminuye la velocidad de la reacción, por lo que es necesario determinar si la combustión en lecho fluidificado ofrece un tiempo de residencia lo suficientemente alto como para que se produzca la descomposición de NO y si es o no necesaria la descomposición catalítica.

TRATAMIENTOS POSTCOMBUSTIÓN PARA CONTROLAR LOS NO_x.- Las dos técnicas principales de tratamiento postcombustión, o tratamiento de depuración de humos son la reducción selectiva $\begin{cases} - \textit{ no catalítica (SNCR)} \\ - \textit{ catalítica (SCR)} \end{cases}$

a) La técnica de reducción selectiva no catalítica (SNCR) está basada en la reducción química de la molécula de NO_x a nitrógeno molecular N_2 y vapor de agua H_2O; para ello, en los humos producidos en la combustión se inyecta un agente reductor (reactivo) como el amoniaco o productos como la urea (que se descompone térmicamente produciendo amoniaco) aguas abajo de la zona de combustión, en una región cuya temperatura está entre $\begin{cases} 1400 \div 2000^{\circ}F \\ 760 \div 1093^{\circ}C \end{cases}$.

La reacción de reducción de los NO_x se favorece sobre otras reacciones químicas, a temperaturas que varían entre $\begin{cases} 1600 \div 2100^{\circ}F \\ 870 \div 1150^{\circ}C \end{cases}$, por lo que se considera un proceso químico selectivo; si la inyección se hace a la temperatura óptima el NO_x se elimina de los humos por su reacción con el NH_3

Los sistemas de base urea tienen ventajas sobre los de base amoníaco. La urea no es tóxica, es un líquido menos volátil y se puede almacenar y manejar con mayor seguridad. Las gotas de la solución de urea pueden penetrar más en los gases de combustión cuando se inyectan dentro de la caldera, mejorando el mezclado, lo que es difícil en calderas grande; sin embargo, la urea es más cara que el amoníaco. En la práctica se necesita inyectar en los humos de la caldera, más reactivo que la cantidad teórica necesaria para obtener un nivel específico de reducción de NO_x.

En el proceso de la SNCR, la unidad de combustión actúa como una cámara de reacción; el reactivo se inyecta dentro de las regiones radiantes y convectivas del supercalentador y del recalen-

tador, donde la temperatura del gas de combustión está dentro del rango requerido. El sistema de inyección se diseña para promover la mezcla del reactivo con el gas de combustión. El número y ubicación de los puntos de inyección vienen determinados por los perfiles de temperatura y los patrones de flujo dentro de la unidad de combustión.

b) La técnica de reducción selectiva catalítica (SCR), Fig XXXII.9, se utiliza cuando se requieren altas eficiencias de eliminación de NO_x en calderas industriales y energéticas, que queman gas, petróleo o carbón. Los sistemas SCR (650ºC) eliminan el NO_x de los gases de combustión mediante su reacción con el amoniaco inyectado (líquido o gaseoso); el NH_3 se absorbe por la superficie del catalizador a base de óxidos metálicos, como (V_2O_5 ó WO_3 sobre TiO_2) y reacciona con los NO_x en presencia de O_2, formando H_2O y N_2, de acuerdo con las reacciones:

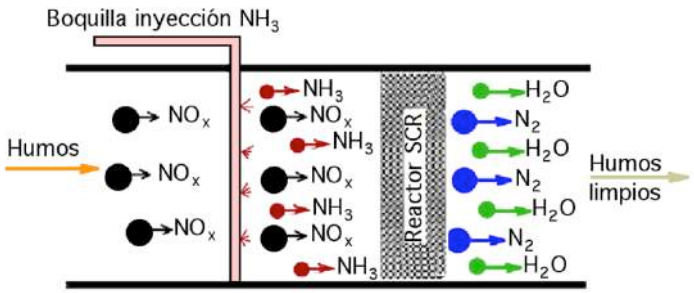


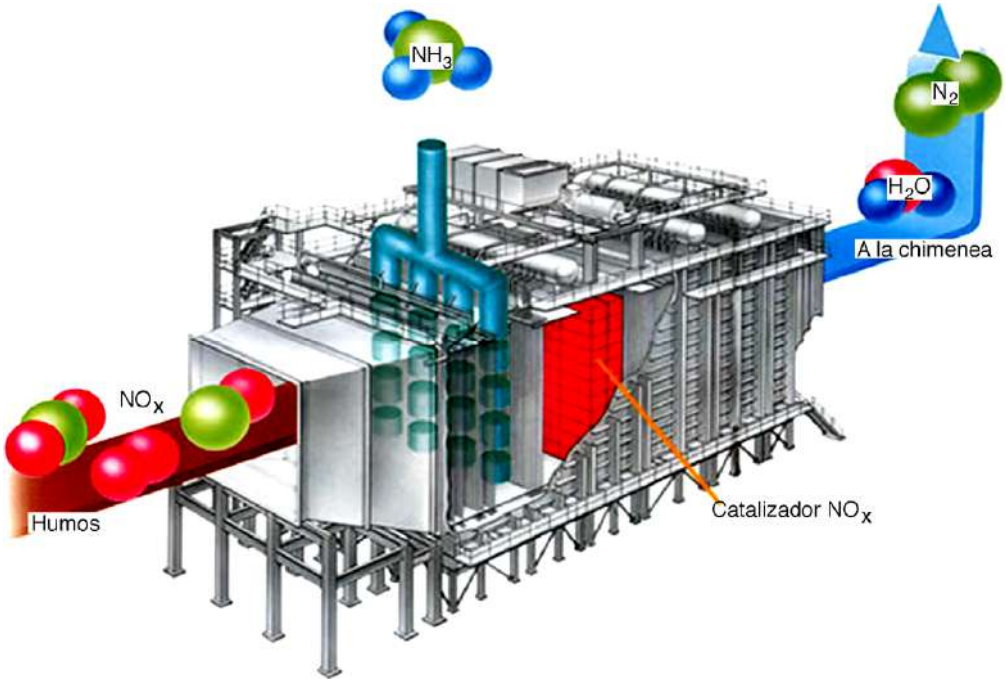
Fig XXXII.9
Mecanismo de la técnica de reducción selectiva catalítica (SCR)

$$4\,NO + 4\,NH_3 + O_2 \xrightarrow{catalizador} 4\,N_2 + 6\,H_2O$$

$$2\,NO_2 + 4\,NH_3 + O_2 \xrightarrow{catalizador} 3\,N_2 + 6\,H_2O$$

$$NO + NO_2 + 2\,NH_3 \xrightarrow{catalizador} 2\,N_2 + 3\,H_2O$$

$$6\,NO_2 + 8\,NH_3 \xrightarrow{catalizador} 7\,N_2 + 12\,H_2O$$



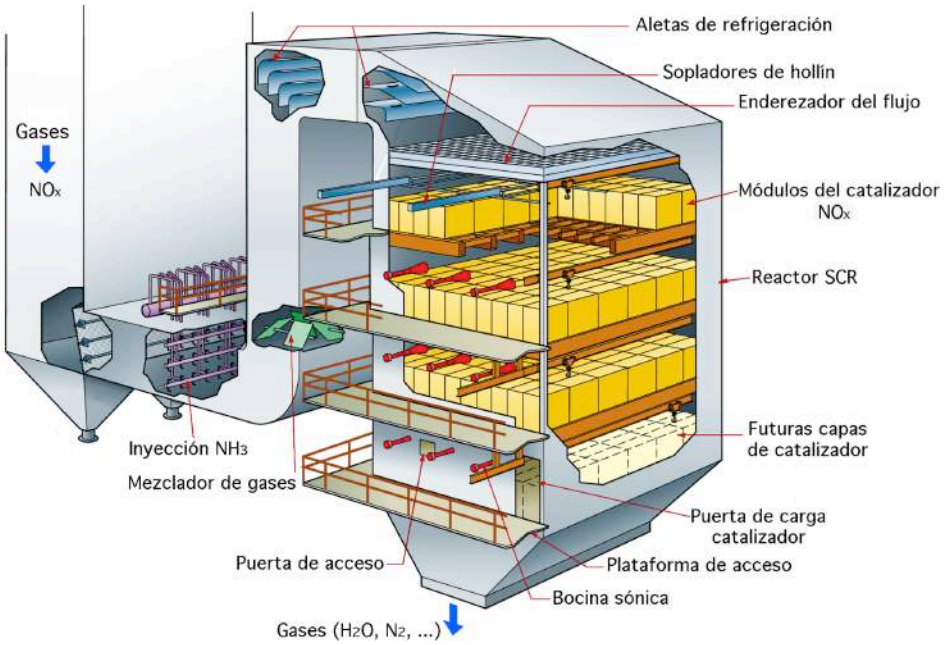


Fig XXXII.10.- Proceso de reducción selectiva catalítica de NO_x

El contenido de oxígeno mínimo que necesitan los humos para asegurar la conversión del NO_x en nitrógeno es del 0,5%; la eficacia de la reducción es del 70÷90% e integra un control contaminador con la oxidación del mercurio a través del catalizador.

Cuando el amoníaco entra en contacto con la superficie activa del catalizador se produce una reacción química que reduce las emisiones de NO_x con eficacias del (70÷90%).

Gama de temperaturas: $\begin{cases} Quemando \begin{cases} carbón,\ aceite,\ en\ el\ intervalo\ 575 \div 840°F\ (302 \div 449°C) \\ gas\ natural\ en\ el\ intervalo\ 450 \div 800°F\ (232 \div 427°C) \end{cases} \\ El\ funcionamiento\ óptimo\ está\ entre\ 700 \div 750°F\ (371 \div 399°C) \end{cases}$

El funcionamiento óptimo está entre 650 y 750ºF (343 y 399°C)

TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE PARTÍCULAS.- Una fuente de emisión de partículas es la que procede de la ceniza no combustible, que configura la materia mineral existente en el combustible, que se libera durante el proceso de combustión y se transporta por los humos hacia la chimenea.

Otra fuente de partículas la constituye la combustión incompleta del combustible, que da lugar a partículas de carbono inquemado.

a) Lavado del carbón.- La limpieza física o lavado de carbones se aplica para:

- La reducción de la materia mineral

- Incrementar su poder calorífico

- Facilitar una alimentación más uniforme a la caldera

- *Un mejor mantenimiento y disponibilidad de la caldera*
- *La reducción de las emisiones de SO_2*

b) Colectores mecánicos.- En general son colectores ciclón, que se han utilizado en pequeñas calderas cuando se aplicaban límites menos estrictos en la emisión de partículas. La eficiencia de estos ciclones convencionales en la recogida o captura no supera el 90%, y es más baja cuando se trata de recoger las partículas más pequeñas, proceso que siempre se acompaña de altas caídas de presión.

c) Filtros de tela.- También designados como cámaras de sacos, están disponibles en un gran número de diseños (chorro de aire inverso, de sacudidas, de deflectado, y de chorro de impulsos), cada uno de los cuales tiene sus ventajas e inconvenientes en las diversas aplicaciones.

d) Precipitadores electrostáticos (ESP).- Están disponibles en un amplio rango de tamaños. La eficiencia de la separación y captura de la carga de ceniza volante en polvo, que entra con los humos en estos precipitadores, puede ser del 99,8% o más, Fig XXXII.11.

Los (ESP) se consideran menos sensibles que los filtros de tela a las perturbaciones de la planta, debido a que los materiales de los precipitadores electrostáticos no son tan sensibles a las altas temperaturas transitorias; los (ESP) tienen una muy baja caída de presión.

La energía utilizada en los precipitadores electrostáticos y en las cámaras de sacos son similares, porque la alta potencia necesaria para vencer la alta caída de presión de los filtros de tela es bastante parecida a la energía consumida por el conjunto de transformadores rectificadores de los (ESP).

Los (ESP) son sensibles a $\begin{cases} \textit{la carga de ceniza volante en polvo} \\ \textit{la resistividad de la ceniza} \\ \textit{el contenido en S del combustible} \end{cases}$

Bajas concentraciones de S en el flujo de humos conducen a menores eficiencias en la recogida o captura en los (ESP)

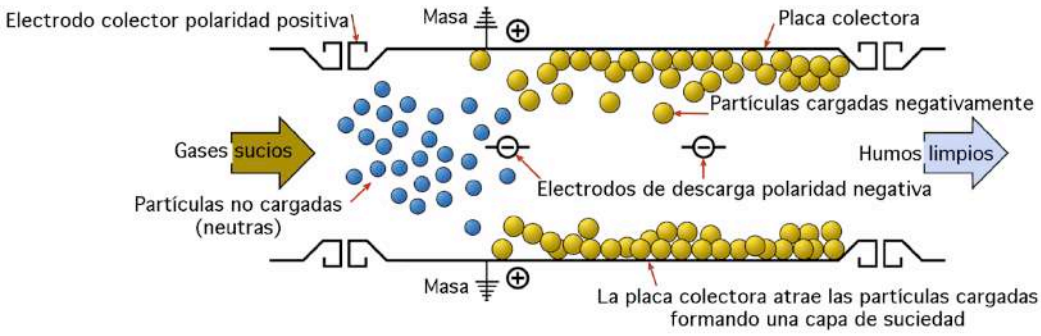


Fig XXXII.11.- Mecanismo de captura de partículas

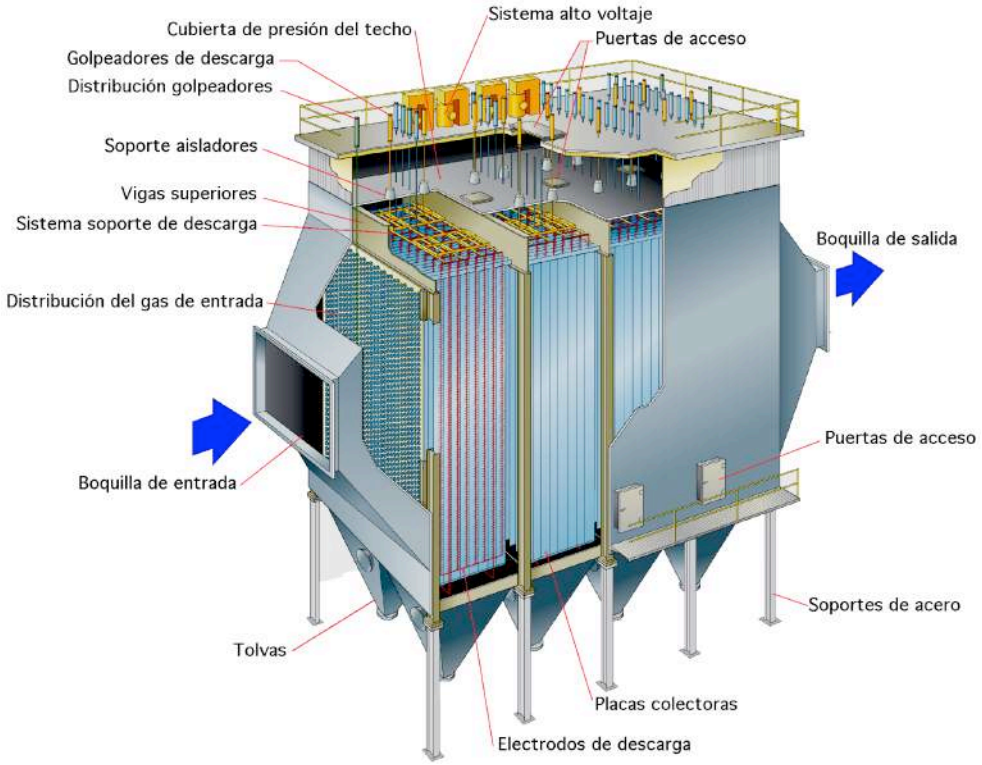


Fig XXXII.12.- Precipitador electrostático B&W (ESP) (Todo tipo de combustible)

XXXII.5.- CONTROL DE CONTAMINACIÓN DEL AGUA

Fuentes de descarga (efluentes) de plantas energéticas.- Los límites para efluentes, y los estándares de pretratamiento y de nuevas fuentes que incluyen las plantas de producción de energía eléctrica con vapor, se dan en la Tabla XXXII.7.

Existen cuatro tipos importantes de desechos acuosos de plantas energéticas eléctricas:

- *Desechos de limpieza física de metales*
- *Agua de desecho de la (FGD)*
- *Escorrentías de almacenamientos de materiales y áreas de construcción (excluyendo pilas de carbón)*
- *Efluentes térmicos*

AGUA DE REFRIGERACIÓN EN CIRCUITO ABIERTO.- El agua de ríos, lagos o mares se emplea para absorber el calor procedente del condensador de vapor.

El agua de refrigeración que sale del condensador de vapor, se puede:

- *Retornar a la fuente, río, lago, mar*
- *Bombear a una torre de refrigeración, para proceder a su enfriamiento antes de volver al condensador*

Por cada MW de potencia de la central se suelen necesitar entre 600 m^3 y 1800 m^3 de agua al año

Tabla XXXII.7.- Límites adoptados para descargas acuosas en 1982, en sistemas energéticos con generador de vapor

Promedio: media diaria de 30 días ; Máximo: el máximo de cualquier día

Fuente y contaminante	*Mejor tecnología posible (BAT) Límites efluentes, mg/dm³*	
Todas las descargas	*Máximo*	*Promedio*
pH	*6 a 9*	*6 a 9*
PCB (bifenilos policlorinados)	*No se descargan*	*No se descargan*
Residuos de poco volumen, Escoria (ceniza hogar inferior) y Agua transporte polvo		
Sólidos suspendidos totales (TSS)	*100*	*30*
Aceite y grasa (OG)	*20*	*15*
Residuos limpieza química metales:		
Sólidos suspendidos totales (TSS)	*100*	*30*
Aceite y grasa (OG)	*20*	*15*
Cobre	*1*	
Hierro	*1*	
Agua refrigeración circuito abierto:		
Cloro residual total (TRC)	*0,2*	
Purga torre refrigeración:		
Cloro disponible libre	*0,5*	
Cinc	*1*	*1*
Cromo	*0,2*	*0,2*
Otros 124 contaminantes principales	*Cantidades no detectables*	
Escorrentías de las pilas de carbón:		
Sólidos suspendidos totales (TSS)	*50*	

Los residuos de poco volumen comprenden: intercambio iónico, tratamiento de agua, purga evaporadores, purga caldera, drenajes de laboratorio y plantas, agua residual de la (FGD), etc

Retorno a la fuente.- En el primer caso, el agua de refrigeración contiene concentraciones significativas de sólo un contaminante principal de los que están regulados, el cloro residual total (TRC), que procede del cloro utilizado para el control del ensuciamiento del condensador; su descarga implica la toxicidad para los seres vivos y la generación de hidrocarburos halogenados.

Purgas de torre de refrigeración.- Cuando el agua calentada en el condensador principal de vapor se enfría en una torre de refrigeración, se produce una acumulación de sólidos disueltos y materia suspendida, que se eliminan mediante una purga de la torre de refrigeración.

Una parte de la materia suspendida en el agua se deposita en el vaso de la torre de refrigeración, y se elimina a intervalos más o menos frecuentes. La totalidad de los sólidos disueltos y el resto de los sólidos suspendidos se eliminan purgando la torre de refrigeración, aunque una pequeña cantidad se descarga por la corriente de salida de la misma.

El flujo de purga se ajusta para:

- Mantener la concentración de los sólidos disueltos y suspendidos por debajo de los límites requeridos

- Controlar el ensuciamiento y la corrosión de los tubos del condensador

El purgado puede variar entre el 3÷65% del flujo de aporte, dependiendo de si es agua dulce o agua salada, y de qué proporción del flujo recirculado se trate frente a las sustancias que forman las deposiciones.

Las fuentes de contaminantes químicos en la purga son:

- El cloro y los productos orgánicos para el control del bioensuciamiento

- Los inhibidores de la corrosión (cromatos, zinc, fosfatos, etc.)

- Los productos químicos para el control de las incrustaciones

- Los productos de la corrosión

Algunos de estos productos químicos de mantenimiento aparecen en la lista de los 126 contaminantes principales; no se permite que ninguno esté presente en niveles significativos en la purga de la torre de refrigeración (excepto Cr y Zn, que se regulan independientemente).

Residuos de agua en la manipulación de la ceniza.- La ceniza que se produce a partir de la combustión del combustible, sea éste aceite o carbón, se recoge en diferentes puntos del proceso de combustión.

La ceniza volante en polvo es la de tamaño más fino recogida por los sistemas colectores de partículas. La escoria (ceniza del fondo del hogar) se elimina mediante tolvas En muchos casos, la ceniza se retira de estos puntos mediante agua de transporte, que va a una balsa de sedimentación y puede contener hasta un 5% en peso de sólidos en suspensión.

La ceniza de un aceite puede contener óxidos y sales de Va, Ni, Fe, C, compuestos órganometálicos y compuestos de Mg cuando se utiliza un óxido de Mg para el control de la corrosión; es más soluble que la ceniza procedente del carbón, y se deposita más lentamente como consecuencia del menor tamaño de sus partículas.

La ceniza producida en una planta energética de 1000 MW es $\approx \begin{cases} 300.000\ Tm/año\ para\ el\ carbón \\ 2.000\ Tm/año\ para\ el\ aceite \end{cases}$

La *ceniza del fondo del hogar* producida en la combustión del carbón es una mezcla de óxidos metálicos vítreos y sílice de baja solubilidad, que se deposita rápidamente como consecuencia del mayor tamaño de sus partículas, en comparación con la ceniza procedente de aceite.

La *ceniza volante en polvo* producida en la combustión de carbones, debido a la finura de sus partículas y a la presencia de cenosferas huecas de baja densidad, tiende a depositarse lentamente. La ceniza de carbón contiene trazas de otros componentes, que pueden aparecer en el rebose de las balsas de ceniza y que requieren tratamiento con la mejor tecnología posible.

En plantas energéticas eléctricas, el almacenamiento a la intemperie de grandes cantidades de carbón es una necesidad para garantizar un servicio sin interrupciones de combustible; por cada MW de potencia de la central se suelen necesitar entre 600 m^3 y 1800 m^3 al año. El agua y el oxígeno del aire reaccionan con los minerales del carbón y producen una lechada contaminada con sulfato de hierro y ácido sulfúrico. El bajo pH del ácido acelera la disolución de muchos de los metales presentes en los minerales del carbón.

Purga de depuración (desulfuración de humos (FGD).- En los sistemas (FGD), una parte del lodo del absorbente, que se pulveriza en el flujo de humos para eliminar el SO_2, se retira del tanque de absorbente para eliminar el agua. En el proceso deshidratador, los productos sólidos de la reacción se separan del licor residual que se recircula hacia el tanque de absorbente. El reciclado del licor da lugar a un aumento en cloruro que puede causar un incremento de la incrustación de sulfato como consecuencia del desequilibrio entre sulfito y sulfato. El aumento de la incrustación se controla mediante la pérdida de licor, retenido en el lodo deshidratado, o mediante una purga acuosa de sulfato y sulfito de Ca y cloruro de Na. Pueden estar presentes trazas de iones metálicos, según sea el arrastre de ceniza volante en polvo.

Residuos acuosos de limpieza de metales.- Proceden de la limpieza química o física de los metales que configuran las superficies de transferencia de calor en la caldera.

La *limpieza química de metales* de los componentes del sistema de caldera, emplea disolventes químicos para eliminar los productos de la corrosión en el lado del agua.

En grandes calderas energéticas, el intervalo entre limpiezas es de años; en cada limpieza se genera agua residual $\begin{cases} 20.000 \div 100.000\ gal \\ 75{,}7 \div 378{,}5\ m^3 \end{cases} \approx 3 \div 4$ veces el volumen de la caldera

La composición de la disolución residual depende del material de construcción del sistema de agua de alimentación, que en su mayor parte se compone de Fe con cantidades menores de Cu, Ni, Zn, Cr, Ca y Mg.

La forma de deshacerse del disolvente gastado depende del tipo utilizado en la limpieza química. Cuando se utilizan disolventes basados en el ácido hidroclórico, el disolvente gastado se neutraliza en el mismo lugar, y se descarga con los límites de efluentes indicados en la Tabla XXXII.7, o con otros más restrictivos de la calidad del agua.

Los residuos de disolventes orgánicos se incineran frecuentemente en otras calderas que estén operando en la planta, si cuentan con los permisos pertinentes.

Los metales presentes en los residuos de la limpieza química se retienen con la ceniza normal de la caldera.

La *limpieza física de metales* se emplea para eliminar deposiciones en el lado de humos mediante chorros de agua a alta presión. El agua residual tiene los mismos metales y contaminantes que las deposiciones de ceniza que se están retirando, cuya composición varía con la ubicación de la superficie metálica que se esté limpiando en la caldera y se deben tratar de acuerdo con los respectivos límites de efluentes.

Residuos de poco volumen.- Los residuos de pequeño volumen son aquellos que, aunque procedentes de diversas fuentes, se consideran en conjunto como si procediesen sólo de una; estos residuos comprenden las:

- *descargas del tratamiento de agua con cambiador de iones*
- *purgas de evaporadores*
- *purgas de la caldera*
- *limpiezas del vaso de la torre de refrigeración*
- *purgas del laboratorio y de las plantas de la unidad*
- *pérdidas de los sistemas de recirculación del agua de servicio*
- *purgas del (FGD)*

TECNOLOGÍAS UTILIZADAS PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA RESIDUAL.- Con el fin de cumplimentar los límites para la descarga, son la clarificación y la filtración.

Clarificación.- Se utiliza para sedimentar grandes cantidades de partículas en suspensión; para las de menor tamaño (partículas coloidales), se procura la sedimentación y filtración.

Para la sedimentación de las partículas mayores, se utiliza una balsa, una presa o un tanque. Las partículas más finas rebosan y se facilita su rápida sedimentación añadiendo agentes químicos, coagulantes y polímeros que aglomeran los tamaños, hasta dimensiones suficientes para la deposición de la suspensión.

Filtración.- Para eliminar los materiales en suspensión se utiliza una barrera porosa, a través de la cual fluye el líquido.

La filtración se emplea para complementar la clarificación, reduciendo el nivel de sólidos en suspensión, que se suele medir en 10^{-3} partes por millón.

Los filtros de arena son lentos y no manipulan bien la arcilla fina.

Los filtros duales configurados con una capa de material granular basto sobre otra de material fino, superan a los de arena; tienen

- *mayores lechos filtrantes*
- *pérdidas de carga reducidas*
- *valores de flujo y tiempos de operación entre limpiezas más elevados*

El pH final del flujo de residuos se controla combinándole con otros flujos efluentes de la planta, para lograr una mezcla con pH neutro; si fuese preciso, para obtener el pH final, se pueden añadir álcalis o ácidos.

En casos especiales, se puede prever que no haya retorno alguno de agua residual hacia las fuentes de agua, de forma que toda el agua recogida en la planta se evapore por medio de torres de refrigeración, balsas o cubas.

XXXII.6.- MÉTODOS DE ELIMINACIÓN DEL CO_2

Para la captación de CO_2 existen diversos métodos como: $\begin{cases} \text{- } \textit{Absorción química} \\ \text{- } \textit{Absorción física} \\ \text{- } \textit{Criogénicos} \\ \text{- } \textit{Membranas} \\ \text{- } \textit{Adsorción física} \end{cases}$ que, en su momento, fueron desarrollados con otros objetivos, pero que recientemente han encontrado utilidad en la prevención de un posible cambio climático causado por el aumento del efecto invernadero.

Una planta convencional de carbón genera del orden de 0,9 Ton de CO_2 por cada MWh producido; una planta de 500 MW emite entre 8.000 y 10.000 Ton/día de CO_2. Cuando el carbón se quema con un 110% del aire estequiométricamente necesario, el CO_2 es del orden del 20% de los gases emitidos, el N_2 supone el 75% de los gases, y el resto fundamentalmente vapor de agua y cenizas. Hay que tener en cuenta que la cantidad de CO_2 emitido por las plantas de energía eléctrica es superior a 30 veces la cantidad utilizada comercialmente.

El CO_2 captado de los gases se tiene que aislar bajo tierra en un yacimiento vacío de gas natural, o bajo el mar, a fin de que sea disuelto por éste.

- ***Absorción química.-*** Es la técnica más prometedora, y consiste en un proceso químico donde tiene lugar una reacción reversible entre el CO_2 y otra sustancia (tal como mono-, di-, o trietanol amina; di-isopropanol amina; hidróxido sódico; carbonato sódico, etc) para producir un líquido o un sólido que, mediante calentamiento, libera el CO_2 y regenera la sustancia que ha reaccionado con él.

Así, el proceso con monoetanol amina (MEA) se basa en:

$$C_2H_4HNH_2 + CO_2 + H_2O = C_2H_4HNH_3^+ + HCO_3^-$$

A continuación se presentan procesos en los que se puede profundizar en esta tecnología, como: ALKAZID, BENFIELD, CATACARB, ECONAMINE, MDEA, SEABORD, VACUUM CARBONATE, SNPADEA, SULFIBAN, SULFINOL GIAMARCO-VETROCOKE, STRETFORD, etc.

Algunos de ellos están en plena operación para la captación de gases ácidos, incluido el CO_2 de los yacimientos de gas natural, plantas de producción de amoníaco y otras aplicaciones.

Con el proceso ECONAMINE, de Dow Chemical Co., se han instalado varias plantas en los últimos años en USA y Canadá con capacidades de captación de varios cientos de Ton de CO_2 al día.

Los problemas más significativos son:

- *La degradación del disolvente debida a reacciones irreversibles con O2, SOx y COS*

- La corrosión en el absorbedor y en el regenerador

- Las dificultades de funcionamiento causadas por condiciones operativas variables

La mayor parte de la energía consumida en estos procesos se usa en elevar el vapor a presiones de 4,5 atm para regenerar el solvente; también requieren energía eléctrica para bombear el disolvente, comprimir el gas y enfriar el agua y la solución.

El disolvente debe tener una alta capacidad de absorción (menos disolvente, menos energía para regeneración, bombeo y enfriamiento) a temperaturas moderadas y a presión atmosférica. Una baja temperatura de regeneración significa la posibilidad de utilizar el calor residual de la turbina.

Los datos publicados indican que una planta de carbón dotada con un sistema ECONAMINE para captar el 90% del CO_2 y un sistema de absorción de SO_x mediante cal-magnesio presenta una reducción de producción de potencia neta del 35%, siendo el costo de instalación del sistema de tratamiento mayor que el costo de la propia planta.

- ***Absorción física.-*** Se pueden utilizar líquidos orgánicos e inorgánicos para absorber preferentemente algunas especies gaseosas de una mezcla de gases; el líquido absorbente se regenera incrementando su temperatura o reduciendo la presión. Se usan disolventes orgánicos (p.e. carbonato de propileno, metanol, dimetil éter, polietilen glicol) o inorgánicos, fundamentalmente agua de mar para el CO_2. La capacidad de absorción aumenta con la presión y disminuye con la temperatura. Puesto que la presión parcial del CO_2 en los gases de una planta convencional es baja y su temperatura es alta, estos métodos no pueden competir con la absorción química.

Sin embargo, las nuevas plantas que se están construyendo son con:

- Carbón gasificado, donde la concentración de CO_2 en los gases es mayor, así como su presión parcial

- Ciclo combinado, y menor temperatura de gases

- ***Métodos criogénicos.-*** Se basan en una serie de compresiones y enfriamientos y, eventualmente, expansiones del gas, para licuar el CO_2, siendo los gases restantes fundamentalmente N2 y el exceso de O_2 de la combustión; éste N_2, que está a alta presión, se puede calentar y expandir en una turbina de gas a fin de disminuir los gastos energéticos; de todos modos, el coste energético es antieconómico.

- Sistemas de membrana.- Es difícil conseguir una membrana con la necesaria selectividad. A título de ejemplo, los polímeros de acetato de celulosa tienen una selectividad de 66, cuando para una adecuada separación sería necesario 200.

- Adsorción física.- Necesitan baja temperatura y alta presión parcial. No son muy competitivos para el CO_2

En cuanto a los sistemas de almacenamiento del CO_2 capturado, se intenta que los tiempos de retención sean lo más elevados posible, por encima de 1000 años si fuese posible.

Un sistema alternativo sería la forestación compensatoria, pero hay que tener en cuenta que una planta de 500 MW requeriría una superficie de bosque tropical de 2.000 km^2.

Los sistemas de almacenamiento más estudiados son con el depósito en:

- *El fondo del mar, a ser posible por debajo de los 3.000 m*
- *Acuíferos profundos*
- *Yacimientos agotados de gas o petróleo*

El mar está continuamente intercambiando CO_2 con la atmósfera, en pequeña cantidad, de las aguas superficiales a las profundas. A profundidades mayores de 3.000 m el CO_2 se encuentra líquido y con mayor densidad que el agua de mar. No es viable instalar tuberías desde tierra hasta esa profundidad, pero sí es posible instalarlas verticales, de forma que el CO_2 se descargaría desde barco o plataforma. En ciertos lugares las corrientes naturales transportan las aguas superficiales a grandes profundidades, como las aguas del Mediterráneo, más salinas, al entrar en el Atlántico. Si se inyecta CO_2 en estas aguas superficiales las corrientes lo transportarán a las aguas profundas.

Otro método de transporte del CO_2 al fondo del mar se podría conseguir obteniendo CO_2 sólido, con una densidad 1,5 veces la del agua; los bloques serían lanzados desde un barco.

El depósito en estructuras geológicas subterráneas permeables, como los acuíferos, constituye el segundo mayor potencial de almacenamiento de CO_2. El tiempo de retención en estas estructuras sería de millones de años, con la particularidad de que se producirían reacciones químicas entre el CO_2 y la materia de las rocas. Si estas son de carbonatos, se producirá una disolución de éstos formando bicarbonatos, lo que no aumentará significativamente la capacidad de almacenamiento. Sin embargo, si son silicatos, se produciría un depósito de carbonatos, que puede ampliar la capacidad de almacenamiento de CO_2, especialmente en los silicatos calcico-magnésicos, según la reacción:

$$3\ Mg\ Ca(SiO_3)_2 + 3\ CO_2 + 2\ H_2O = H_4Mg_3Si_2O_9 + 3\ CaCO_3 + 4\ SiO_2$$

que puede hacer de estos acuíferos un sumidero casi permanente de CO_2.

Otro posible tipo de depósito subterráneo lo constituyen los yacimientos agotados de gas y petróleo que no han sido invadidos por las aguas.

También se ha propuesto la construcción de grandes depósitos esféricos térmicamente aislados para almacenar CO_2 sólido. Se estima que con una capa de aislamiento de 2 m se podría almacenar en esferas de 400 m de diámetro CO_2 sólido durante 4.000 años.

XXXII.7.- VERTIDO DE RESIDUOS SÓLIDOS

El rápido crecimiento de la $\begin{cases} actividad\ industrial \\ utilización\ de\ artículos\ de\ consumo \end{cases}$, ha dado lugar a un enorme incremento en la cantidad de residuos sólidos.

La definición de un ***residuo peligroso*** es amplia y se basa en que un material es peligroso cuando su cantidad, concentración o características físicas/químicas/infecciosas, causan o contribuyen significativamente a:

- La mortalidad

- Un incremento de enfermedades $\begin{cases} irreversibles\ serias \\ reversibles\ con\ discapacidades \end{cases}$*, que representan un peligro real para la salud humana o el medio ambiente, cuando se tratan, almacenan, transportan, colocan, o se gestionan de cualquier otra manera*

Un residuo es peligroso cuando cumplimenta alguno de los siguientes criterios:

- Posee las características de inflamabilidad, corrosividad, reactividad y toxicidad, que se determinan mediante ensayos analíticos y procedimientos que le designan como características de residuo peligroso

- Esté considerado como un residuo peligroso específico

- Es una mezcla de residuos, alguno de los cuales es un residuo peligroso

- No está excluido de la normativa del acta RCRA, como residuo peligroso

- Se genera como subproducto procedente del tratamiento de cualquier residuo peligroso

Los ***residuos peligrosos*** se agrupan en tres categorías, que se diferencian por la fuente de procedencia:

- Residuos de fuentes no específicas, que se derivan de procesos industriales, y que son genéricos en su naturaleza, como los disolventes desengrasantes, lodos de agua de lavado del electrochapeado, etc

- Residuos de fuentes que se identifican por el proceso industrial del que proceden, como los lodos de limpieza de los haces tubulares de cambiadores de calor procedentes de la industria de refino del petróleo

- Productos químicos comerciales, como compuestos orgánicos e inorgánicos, pesticidas y productos que ya no tienen más utilización y se destinan a vertedero

Hay un número de exclusiones legislativas de residuos, que se producen en grandes cantidades, pero que no representan un peligro para la salud o el medio ambiente, o que están cubiertos legalmente por otras regulaciones medioambientales.

Dependiendo de la jurisdicción estatal o local, los grandes volúmenes de flujos de residuos procedentes de plantas energéticas, como: $\begin{cases} Los\ lodos\ de\ depuración\ de\ humos \\ La\ ceniza\ volante\ en\ polvo \\ La\ escoria\ (ceniza\ de\ la\ parte\ inferior\ del\ hogar) \end{cases}$, están sujetos a requisitos de vertido diferentes y muy variables.

XXXII.8.- FLUJOS DE RESIDUOS SÓLIDOS

En las calderas energéticas que queman carbón y aceite, los flujos de residuos sólidos son:

- Escoria.- Es la porción de ceniza del combustible que cae a la parte inferior del hogar o que se descarga en un hogar mecánico. En las calderas que tienen quemadores ciclones, la escoria de la parte inferior del hogar de la caldera es una escoria fundida que cae desde el hogar hacia un tanque de escoria, para su solidificación.

- Ceniza volante en polvo.- Es el material más fino de la ceniza, que se transporta por el flujo de humos desde el hogar hasta el extremo posterior de la caldera; cae en las tolvas del economizador y del calentador de aire, o se recoge mediante un equipo de control de partículas.

- Pirita.- Es sulfuro de hierro, impureza que se separa del carbón en el molino pulverizador y que se combina con la escoria para su vertido final. Las características de los residuos de una desulfuración de humos (FGD), dependen de la tecnología que se emplee:

- Depuración húmeda (sistema basado en Ca).- Con la oxidación natural se produce un lodo húmedo, que contiene una mezcla de los productos de la reacción de sulfito y sulfato de Ca, y trazas de polvo y caliza que no ha reaccionado. Con un sistema de oxidación forzada, la diferencia principal en el residuo es que el producto de reacción está casi todo en forma de sulfato de Ca o yeso, que es más fácil de deshidratar en un filtro de torta para vertido u otros usos.

- Depuración seca.- El residuo seco contiene $\begin{cases} \textit{sulfito y sulfato de Ca} \\ \textit{ceniza volante en polvo} \\ \textit{absorbente que no ha reaccionado (cal hidratada)} \end{cases}$

- Inyección de cal seca.- El residuo es seco y contiene sulfato de Ca, ceniza volante en polvo y una gran proporción de óxido de Ca (CaO).

MÉTODOS DE TRATAMIENTO DE RESIDUOS SÓLIDOS.- Con el fin de colocar los materiales de desecho procedentes de los sistemas de recogida húmeda, se aplican métodos para el tratamiento de residuos, que comprenden: la $\begin{cases} \textit{deshidratación} \\ \textit{estabilización} \\ \textit{fijación} \end{cases}$, y están diseñados para:

- *Alcanzar una reducción del volumen de residuos*
- *Lograr la estabilidad*
- *Mejorar la manipulación o recuperar el líquido para reutilizarlo*

a) Deshidratación.- Este método se utiliza para:

- *Separar físicamente el agua de los sólidos*
- *Aumentar el contenido en sólidos*
- *Recuperar el agua con vistas a un posterior tratamiento y reutilización*

- La *balsa de decantación* es el método más simple de deshidratación; no es muy sensible a la cantidad de sólidos que entran, requiere poco mantenimiento y es, en general, altamente fiable. Las balsas se emplean para lodos de ceniza y lodos de depuradores por caliza, en las que los sólidos se depositan por gravedad.

- Los *espesadores* son grandes tanques cilíndricos de eje vertical, dotados con rastrillos que arrastran unas paletas radiales, que remueven y empujan el material sedimentado hacia la descarga que hay en el fondo del tanque, que está inclinado hacia el centro de su base; emplean la gravedad para separar los sólidos de alta densidad y sirven para deshidratar los lodos húmedos de los depuradores. Los espesadores son complicados y de elevado coste de inversión y mantenimiento, pero son de alto rendimiento y requieren menos superficie de terreno que las balsas de decantación.

- Los *colectores ciclón o hidrociclones* se utilizan para separar los sólidos de las lechadas de lodos, empleando la fuerza centrífuga. Los ciclones no pueden separar eficientemente materiales inferiores a 5 mm y no son eficientes cuando los lodos contienen más del 15% de sólidos. Son de bajo coste, precisan espacios pequeños y dan lugar a $\begin{cases} \textit{bajos contenidos de sólidos en la fracción líquida} \\ \textit{altos contenidos de líquido en la fracción sólida} \end{cases}$

- Los *filtros de vacío*, de tambor o de cinta, se utilizan para una segunda deshidratación de los lodos de la depuración por vía húmeda; precisan de poco espacio y generan un producto con un alto contenido en sólidos, hasta 65% para lodos de la desulfuración de humos (FGD) y un 75% para el lodo de ceniza; suelen ser de elevado coste de inversión y mantenimiento y son mecánicamente complejos.

b) Estabilización.- Para la estabilización, un desecho sólido seco como tierra o ceniza volante en polvo, se mezcla con un lodo residual, de forma que el agua del lodo se extiende por la masa del desecho sólido. Este método incrementa el contenido en sólidos de un residuo y se aplica para darle mayor estabilidad, facilitando su colocación en un relleno y haciéndole menos susceptible a futuros problemas.

La estabilización y fijación se aplican generalmente a los residuos de los depuradores desulfuradores de humos, como etapa final de tratamiento tras la deshidratación previa.

Como consecuencia de su estructura granular, la ceniza inferior del hogar y la ceniza volante en polvo, se deshidratan con facilidad y no requieren estabilización para su colocación final como relleno.

Se produce una mejora en la distribución de tamaños de partículas, que conduce a:

- *Una aglomeración y apisonado más denso*
- *Una menor permeabilidad*
- *Un menor volumen combinado*

La estabilización puede ser reversible ya que si el material desechado se vuelve a humedecer,

el residuo puede fluidificar y fallar estructuralmente.

c) Fijación.- Este método implica añadir a los lodos de depuradores de humos (desulfuradores), un agente como la cal, que produce una reacción química mediante la cual se atrapa el agua y se forme un producto seco.

La fijación se puede hacer mediante una serie de procesos como:

- La mezcla en proporciones adecuadas, de lodo del depurador de humos con ceniza volante en polvo que contenga suficiente CaO, produce una reacción química tipo cementación que da lugar a un material con una resistencia a la compresión comparable a la del hormigón y con una permeabilidad muy baja, características que contribuyen a facilitar su colocación y a minimizar los problemas de filtraciones

- Si la ceniza volante en polvo no tiene la suficiente alcalinidad, se la añade cal (un 4% es suficiente) para que se pueda producir la reacción de cementación

- Para los lodos de depuradores de humos se pueden obtener reacciones comparables de fijación, añadiendo de 5÷ 10% de escoria de horno alto o de cemento Portland

MÉTODOS DE COLOCACIÓN Y UTILIZACIÓN.- El destino final de los residuos de plantas energéticas (cenizas y residuos de desulfuración de humos) es depositarlos en rellenos o vertederos, o en su reutilización; en este caso, el flujo de residuos se analiza y se tiene que autorizar y aprobar el lugar de su colocación, por las agencias reguladoras que tengan esa competencia.

Métodos de colocación.- Pueden ser húmedos o secos, según las características del material.

- La colocación húmeda requiere la construcción de una balsa, que puede estar por debajo o sobre el nivel del terreno, dotada con muros o diques impermeables. La construcción por debajo del nivel del terreno depende de las características geológicas e hidrológicas del emplazamiento; la colocación del residuo se realiza en forma de lodo o de líquido con materia disuelta y en suspensión; el líquido separado se recoge, se trata y se libera o recicla

- La colocación seca emplea un método simple de construcción de un relleno, en el que el residuo se coloca y se compacta para formar una colina artificial; esto implica menor volumen y mayor número de posibles emplazamientos. El sistema de recogida de partículas en cámaras de sacos fomenta la colocación en seco

Métodos de utilización.- Tienen interés como consecuencia del aumento de los costes en la gestión de los residuos. La ceniza del fondo del hogar, la ceniza volante en polvo y la escoria de la caldera se utilizan en aplicaciones en las que sustituyen a la arena o grava. Las características de la escoria de caldera y de la ceniza del fondo del hogar hacen que estos materiales sean utilizables como:

- *Material de chorreado*
- *Granulados de techos*
- *Rellenos controlados*

La ceniza volante en polvo, como consecuencia de sus propiedades químicas y físicas, se aprovecha para la fabricación de cemento Portland y mezclas de hormigón. El valor de estos materiales es tan bajo que su transporte limita su uso a aplicaciones cercanas a la planta energética que los produce.

La utilización del subproducto de los sistemas de desulfuración de humos (FGD) se limita a:

- *Áreas agrícolas*
- *Recuperación de metales*
- *Recuperación de S, yeso, etc*

Sólo los residuos de (FGD), procedentes de sistemas de depuración húmeda con oxidación forzada, que están constituidos por yeso puro, han tenido alguna utilización comercial.

REFERENCIAS CAP XXXII.- CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES

D. Zimmerman & al..- ANTHROPOGENIC EMISSIONS DATA FOR THE 1985 NAPAP INVENTORY .- Final report.- U.S. Govt. Report No. EPA-600/7-88-022.- November, 1988

J.K. Rice.- STANDARD HANDBOOK OF ENVIRONMENTAL ENGINEERING.- Legislation and pollution sources.- McGraw-Hill .- New York, 1989

J.L. Vernon.- MARKET IMPACTS OF SULPHUR CONTROL: THE CONSEQUENCES FOR COAL.- Report IEA/CR18.- International Energy Agency .- Coal Research .- London, October, 1989

Saeger & al..- THE 1985 NAPAP EMISSIONS INVENTORY (VERSION 2): DEVELOPMENT OF ANNUAL DATA AND MODELERS TAPE.- U.S. Govt. Report EPA-600/7-89-12a.- Noviembre, 1989

R.A. Corbitt, ed..- STANDARD HANDBOOK OF ENVIRONMENTAL ENGINEERING,. McGraw-Hill New York, 1990

A.K. Hjalmarsson & H.N. Soud.- SYSTEMS FOR CONTROLING NOx FROM COAL COMBUSTION.- Report IEA/CR30.- International Energy Agency / Coal Research .- London, December, 1990

B&W.- STEAM: ITS GENERATION AND USE.- 40th The Babcock and Wilcox Company.- Barberton, Ohio, USA, 1992

A.D. La Rue & E.M. Schulz & D.P. Tonn.- 4 x 550 MWe BOILER OPERATING EXPERIENCE AT 0,15 lb /10^{6}BTU NOx EMISSION LEVEL FIRING A BROAD RANGE OF COALS.- Babcock & Wilcox.- Barberton, Ohio, U.S.A. Presented to: EPRI-DOE-EPA Combined Utility Air Pollutant Control Symposium, Atlanta, Georgia, USA, August 16-20. 1999

IEA Coal Research, Coal Power 3, IEA Coal Research, London, United Kingdom (1998).

P.S. Nolan, T.W. Becker, P.O. Rodemeyer, and E.J. Prodesky, Demonstration of Sorbent Injection Technology on a Wall-Fired Utility Boiler (Edgewater LIMB Demonstration), Final report to the U.S. Environmental Protection Agency under Contract 68-02-4000, EPA-600/ R-92-115 (NTIS PB92-201136), June 1992.

T.R. Goots, M.J. DePero, and P.S. Nolan, LIMB Demonstration Project Extension and Coolside Demonstration, Final report to the U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy under Agreement DE-FC22- 87PC79798, DOE/PC/79798-T27 (NTIS DE93005979), November 1992.

R.S. Dahlin, C.L. Lishawa, C.C. Clark, P.S. Nolan, and N. Kaplan, "Disposal, Recycle, and Utilization of Modified Fly Ash From Hydrated Lime Injection into Coal-Fired Utility Boilers," Presented at the 80th An-

nual Meeting of the Air Pollution Control Association, New York, New York, 1987.

D.C. McCoy, R.O. Scandrol, R.M. Statnick, M.R. Stouffer, R.A. Winschel, J.A. Withum, M.M. Wu, and H. Yoon, The Edgewater Coolside Process Demonstration A Topical Report, Final report to The Babcock & Wilcox Company under Contract FC22-87PC7978, DOE/PC/79798-T26 (NTIS DE93001722), February 1992.

T. Coughlin, P. Schumacher, D. Andrew, and R. Hooper, "Injection of Dry Sodium Bicarbonate to Trim Sulfur Dioxide Emissions," Presented at the EPA/EPRI 1990 SO2 Control Symposium, New Orleans, Louisiana, May 1990

G.T. Amrhein, P.V. Smith, S.J. Vecci, and R.J. Batyko, "Pilot-Scale Demonstration of the LIDS System for SO_2 Control of High-Sulfur Coal," Presented at the 17th International Conference on Coal Utilization and Slurry Technologies, Clearwater, Florida, April 1992.

K.E. Redinger, A.P. Evans, R.W. Corbett, and H. Johnson, "SNRB — Multiple Emissions Control for Coal-Fired Boilers," Presented at The Air & Waste Management Association Sixth International Symposium on Integrated Energy and Environmental Management, New Orleans, Louisiana, March 1993.