



Hoja de Datos- Tecnología de Control de la Contaminación del Aire

Nombre de la Tecnología: Reducción Catalítica Selectiva (*Selective Catalytic Reduction, SCR*).

Tipo de Tecnología: Dispositivo de Control - Reducción Química por medio de un agente reductor y un catalizador.

Contaminantes Aplicables: Óxidos de Nitrógeno (NO_x)

Límites de Emisión Alcanzables/Reducción: La *SCR* es capaz de eficiencias de reducción de NO_x en el rango de 70% al 90% (ICAC, 2000). Reducciones mayores son factibles, pero generalmente no son efectivas en costo.

Tipo de Fuente Aplicable: Punto.

Aplicaciones Industriales Típicas: Unidades estacionarias de combustión de combustible fósil, tales como calderas generadoras de electricidad, calderas industriales, calentadores de proceso, turbinas de gas y motores recíprocos de combustión interna. Además, la *SCR* ha sido también aplicada a plantas de ácido nítrico. (ICAC, 1997)

Características de la Emisión:

- a. **Tamaño de la Unidad de Combustión:** En los Estados Unidos, la *SCR* ha sido aplicada a calderas generadoras de electricidad que queman carbón y gas natural de tamaño que varía de 250 a 8,000 MMBtu/hr (25 a 800 MW)(EPA, 2002). La *SCR* puede ser efectiva en costo para calderas industriales grandes y calentadores de proceso que operan con factores de capacidad altos o moderados (>100 MMBtu/hr ó >10MW para unidades que queman carbón y >50 MMBtu/hr ó >5MW para unidades que queman gas) . La *SCR* es una tecnología ampliamente usada en turbinas grandes de gas.
- b. **Temperatura:** La reacción de reducción de NO_x es efectiva solamente dentro de un rango de temperatura dado. El rango óptimo de temperatura depende del tipo de catalizador utilizado y la composición del gas de combustión. Las temperaturas óptimas varían desde 480°F a 800°F (250°C a 427°C) (ICAC, 1997). Los sistemas de *SCR* típicos toleran fluctuaciones en la temperatura de ± 200°F (± 90°C) (EPA, 2002).
- c. **Carga de Contaminantes:** La *SCR* puede alcanzar eficiencias de reducción altas (>70%) en concentraciones de NO_x tan bajas como 20 partes por millón (ppm). Niveles más altos de NO_x resultan en un incremento en el rendimiento, sin embargo, a concentraciones por encima de 150 ppm, la razón de reducción no incrementa significativamente (Environex, 2000). Los niveles altos de azufre y materia particulada (PM) en la corriente del gas residual aumentan el costo el costo de la *SCR*.

d. Otras Consideraciones:

El escabullimiento de amoníaco se refiere a las emisiones de amoníaco no reaccionado debido a la reacción incompleta del NOx y el reactivo. Los escabullimientos de amoníaco pueden causar: 1) formación de sulfatos de amonio, los cuales pueden tapar ó corroer a los componentes del sistema corriente abajo, y 2) la absorción del amoníaco en la ceniza flotante, la cual puede afectar la disposición o la reutilización de la ceniza. En los Estados Unidos, los niveles permitidos de escabullimiento de amoníaco son de 2 a 10 ppm. El escabullimiento de amoníaco a estos niveles no resulta en la formación de pluma de contaminante ni en peligros para la salud. La optimización del proceso después de la instalación puede disminuir los niveles de escabullimiento de amoníaco.

Las emisiones de gas de combustión con altos niveles de materia particulada (MP) pueden requerir un soplador de hollín. Los sopladores de hollín son instalados en el reactor del SCR para reducir la deposición de la materia particulada en el catalizador. También reduce el ensuciamiento del equipo corriente abajo a causa de los sulfatos de amoníaco.

La presión del gas residual disminuye significativamente mientras fluye a través del catalizador. La aplicación de la SCR generalmente requiere la instalación de un ventilador de tiro inducido nuevo ó uno mejorado para recobrar la presión.

Requisitos del Pre-tratamiento de las Emisiones: El gas de combustión puede requerir calentamiento para subir la temperatura al rango óptimo para la reacción de reducción. El azufre y la MP pueden ser removidos del gas de combustión para reducir la desactivación del catalizador y el ensuciamiento del equipo corriente abajo.

Información de Costos:

Los costos de capital son significativamente más altos que otros tipos de controles de NOx debido al gran volumen de catalizador que se requiere. El costo del catalizador es de aproximadamente 10,000 \$/m³ (283 \$/ft³).

. Una caldera de gas natural de 350 MMBtu/hr (135MW/hr) operando al 85% de capacidad, requiere aproximadamente 17 m³ (600 ft³) de catalizador. Para una caldera de carbón del mismo tamaño, el catalizador requerido está por el orden de 42 m³ (1,500 ft³). (NESCAUM 2000).

La SCR es una tecnología patentada y los diseños en unidades grandes de combustión son específicos al sitio donde se aplican. La reconversión de la SCR en una unidad existente puede aumentar los costos más de un 30% (EPA, 2002). El aumento en costos es debido primordialmente a las modificaciones a los ductos, al costo del acero estructural y a la construcción del reactor. Pueden requerirse la reubicación de equipo y/o la demolición de estructuras a gran escala, para proporcionar suficiente espacio para el reactor.

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) se rigen por el uso del reactivo, la reposición del catalizador y el incremento en el uso de electricidad. Las aplicaciones de la SCR en unidades grandes (>100 MMBtu/hr ó 10MW/hr) generalmente requieren de 20,000 a 100,000 galones de reactivo por semana (EPA, 2002). La vida operativa del catalizador está en el orden de 25,000 horas para unidades de carbón y 40,000 horas para unidades de combustóleo y de gas (EPA, 2002). El plan de manejo del catalizador debe ser desarrollado de manera tal, que sólo una fracción del inventario del catalizador, en vez del volumen entero,

sea reemplazado a la vez. Así se distribuyen los costos de reposición y de disposición del catalizador más uniformemente a lo largo de la vida del sistema.

Los costos de operación y de mantenimiento (O&M) y los costos por tonelada de contaminante removido son afectados en gran manera por el factor de capacidad y si la SCR se utiliza estacionalmente o todo el año.

Tabla 1a: Resumen de Información de Costos en \$/MMBtu/hr (Dólares de 1999)

Tipo de Unidad	Costo de Capital (\$/MMBtu)	Costo de O&M (\$/MMBtu)	Costo Anual (\$/MMBtu)	Costo por Tonelada de Contaminante Removido (\$/ton)
Caldera Industrial - Carbón	10,000 - 15,000	300	1,600	2,000 - 5,000
Caldera Industrial - Combustóleo, Gas, Madera ^c	4,000 - 6,000	450	700	1,000 - 3,000
Turbina de Gas Grande	5,000 - 7,500	3,500	8,500	3,000 - 6,000
Turbina de Gas Pequeña	17,000 - 35,000	1,500	3,000	2,000 - 10,000

Tabla 1a: Resumen de Información de Costos en \$/MW (Dólares de 1999)

Tipo de Unidad	Costo de Capital (\$/MW)	Costo de O&M (\$/MW)	Costo Anual (\$/MW)	Costo por Tonelada de Contaminante Removido (\$/ton)
Caldera Industrial - Carbón	1,000 - 1,500	30	160	2,000 - 5,000
Caldera Industrial - Combustóleo, Gas, Madera ^c	400 - 600	45	70	1,000 - 3,000
Turbina de Gas Grande	500 - 750	350	850	3,000 - 6,000
Turbina de Gas Pequeña	1,700- 3,500	150	300	2,000 - 10,000

^a (ICAC, 1997; NESCAUM, 2000; EPA, 2002)

^b Assumiendo un factor de capacidad del 85% y control anual de NOx

^c La SCR instalada en una caldera activada por madera asume un precipitador electrostatico en el "lado caliente" para la remoción de PM

^d Los costos anuales y de O&M están basados en una caldera de 350MMBtu, y los costos de O&M y anuales para turbinas de gas están basados en turbinas de 75 MW y 5 MW.

Teoría de la Operación:

El proceso de la SCR reduce químicamente la molécula de NOx a nitrógeno molecular y vapor de agua. Un reactivo a base de nitrógeno tal como el amoníaco o la urea se inyecta en los ductos, corriente abajo de la unidad de combustión. Los gases de combustión se mezclan con el reactivo y entran a un módulo reactor que contiene un catalizador. Los gases de chimenea calientes y el reactivo se difunden a través del catalizador. El reactivo reacciona selectivamente con el NOx dentro de un rango de temperatura específico y en presencia del catalizador y oxígeno.

La temperatura, la cantidad del agente reductor, el diseño de la rejilla de inyección del amoníaco y la actividad del catalizador son los factores principales que determinan la eficiencia de remoción real. El uso del catalizador resulta en dos ventajas principales del proceso de la SCR sobre la SNCR : eficiencia de control de NOx más alta y reacciones dentro de un rango más amplio y más bajo. Los beneficios se acompañan por un incremento significativo en los costos de capital y de operación.

El catalizador está compuesto de metales activos o cerámicas con una estructura altamente porosa. Las configuraciones de los catalizadores son generalmente de diseños de panal y de placa de metal plisada (monolito). La composición del catalizador, el tipo y las propiedades físicas afectan el funcionamiento, la confiabilidad, la cantidad de catalizador requerido y el costo. El proveedor del sistema de SCR y el proveedor del catalizador generalmente garantizan la vida del catalizador. Los diseños más nuevos de catalizadores aumentan la actividad del catalizador, el área de superficie por unidad de volumen y el rango de temperatura para la reacción de reducción.

La actividad del catalizador es una medida de la razón de la reacción de reducción de NOx. La actividad del catalizador es una función de muchas variables incluyendo la composición del catalizador y su estructura, las razones de difusión, las razones de transferencia de masa, la temperatura del gas y la composición del gas. La desactivación del catalizador es causada por:

- envenenamiento de los sitios activos por constituyentes del gas de combustión,
- sinterización térmica de los sitios activos debido a las altas temperaturas dentro del reactor,
- taponamiento/cegado/ensuciamiento de los sitios activos por sales de amoníaco y azufre y materia particulada, y
- erosión debida a altas velocidades de gas.

A medida que la actividad del catalizador disminuye, la remoción del NOx disminuye y el escabullimiento de amoníaco aumenta. Cuando el escabullimiento de amoníaco alcanza el nivel máximo del diseño o el permitido por la ley, debe instalarse un nuevo catalizador. Son varias las diferentes localidades corriente abajo de la unidad de combustión donde puede instalarse el sistema de la SCR. La mayoría de las aplicaciones de carbón sitúan el reactor corriente abajo del economizador y corriente arriba del calentador de aire y de los dispositivos de control de particulado (lado caliente). El gas de combustión en ésta localidad está usualmente dentro del rango de temperatura óptima para reacciones de reducción de NOx que utilizan catalizadores de óxidos de metal. La SCR también puede ser aplicada después del equipo de remoción de azufre y MP (lado frío), sin embargo, puede requerirse el recalentamiento del gas de combustión, lo cual incrementa significativamente los costos de operación.

LA SCR es efectiva en costo en unidades que queman gas. Se requiere menos catalizador, ya que la corriente del gas residual tiene niveles más bajos de NOx, azufre y MP. Las turbinas de gas de ciclo combinado usan frecuentemente la tecnología de SCR para la reducción de NOx. Un diseño típico de SCR de ciclo combinado coloca la cámara del reactor después del supercalentador dentro de una cavidad del sistema de recuperación de calor del generador de vapor. La temperatura del gas de combustión en ésta área está dentro del rango operativo de catalizadores de base de metal.

La SCR puede ser utilizada separadamente ó en combinación con otras tecnologías de control de combustión de NOx tales como quemadores de bajo NOx y quemado de gas natural. La SCR puede ser diseñada para proveer reducciones de NOx durante todo el año o sólo durante la temporada de ozono.

Ventajas:

- Reducciones más altas de NOx en comparación a los quemadores de bajo NOx y la Reducción Selectiva No Catalítica (Selective Non-Catalytic Reduction, SNCR)
- Es aplicable a fuentes con bajas concentraciones de NOx
- Las reacciones ocurren dentro de un rango de temperatura más bajo y más amplio que en la SNCR
- No requiere modificaciones a la unidad de combustión

Desventajas:

- Costos de capitales y de operación significativamente más altos que los quemadores de bajo NOx y la SNCR
- La reconversión de la SCR en calderas industriales es difícil y costosa
- Se requieren grandes cantidades de reactor y catalizador
- Puede requerir limpieza del equipo corriente abajo.
- Resulta en amoníaco en la corriente del gas residual, lo cual puede impactar la visibilidad de la pluma y la reventa o disposición de la ceniza.

Referencias:

EPA, 1998. U.S. Environmental Protection Agency, Innovative Strategies and Economics Group, "Ozone Transport Rulemaking Non-Electricity Generating Unit Cost Analysis", Prepared by Pechan-Avanti Group, Research Triangle Park, NC. 1998.

EPA, 1999. US Environmental Protection Agency, Clean Air Technology Center. "Technical Bulletin: Nitrogen Oxides (NOx), Why and How They Are Controlled". Research Triangle Park, NC. 1998.

EPA, 2002. U.S. Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards. EPA Air Pollution Control Cost Manual Section 4 Chapter 2. EPA 452/B-02-001. 2002.

<http://www.epa.gov/ttn/catc/dir1/cs4-2ch2.pdf>

Gaikwad, 2000. Gaikwad, Kurtides, and DePriest. "Optimizing SCR Reactor Design for Future Operating Flexibility". Presented at the Institute of Clean Air Companies Forum 2000. Washington D.C.

ICAC, 1997. Institute of Clean Air Companies, Inc. "White Paper: Selective Catalytic Reduction (SCR) Control of NOx Emissions". Washington, D.C. 1997.

ICAC, 2000. Institute of Clean Air Companies. "Optimizing SCR Reactor Design for Future Operating Flexibility". Washington, D.C. 2000.

NESCAUM, 2002. Northeast States for Coordinated Air Use Management. "Status Reports on NOx Controls for Gas Turbines, Cement Kilns, Industrial Boilers, and Internal Combustion Engines: Technologies & Cost Effectiveness". Boston, MA. 2002.

OTAG 1998. OTAG Emissions Inventory Workgroup. "OTAG Technical Supporting Document: Chapter 5". Raleigh, North Carolina, US Environmental Protection Agency. 1998.