SO_3 가 발전소 O&M에 미치는 영향 : Part Ⅱ
SO_3 's impacts on plant O&M : Part Ⅱ

저자 : 로버트 E. 모저(Robert E. Moser)
출처 : POWER 2007. 2.

본 간행물의 3회 연속 기획 기사 중 Part 1(POWER, 2006. 10)에서는 발전소 백엔드(back-end)장비의 운전 및 유지보수(O&M)에 미치는 삼산화황(SO_3)의 부정적인 영향에 대해 알아보았다. 금월호에서는, 공기 예열기(air heater)로 들어가는 배연가스의 SO_3 농도를 3ppm으로 제한할 경우의 잠재적 이득을 열거하고 이것을 수치로 환산할 것이다. Part Ⅲ-2007년 4월호에 실릴 예정-에서는 SO_3를 가장 효과적으로 제거할 수 있는 기술의 특성에 대해 서술할 것이며 지난 3년 동안 6개 발전소에서 성공적으로 시행되어온 특허 공정에 대한 기술 세부사항과 운전 경험을 소개할 것이다.

그동안에는 SO_3의 가시적인 배출량에만 주목해왔지만, 이미 Part Ⅰ에서 자세히 설명했듯이, SO_3는 발전소의 백엔드 장비에 심각한 운전 및 유지보수 문제를 발생시키기도 한다. 발전사업자들은 SO_3를 효과적으로 제거함으로써 이러한 문제들을 해결할 수 있을 뿐 아니라, 매우 유용한 이득도 얻을 수 있다.

1. SO_3 저감으로 얻는 이득

O&M 문제를 해결함으로써 SO_3을 어디서 제거하고, 얼마나 제거할 것인지에 대해 알 수 있지만, "효과적인 SO_3 제거"란 공기 예열기로 들어가는 SO_3 농도를 3ppm 이하로 감소시키는 것으로 정의되어진다.(그림 1에서는 SO_3가 생성되는 장소와 취하는 형태를 보여주고 있다.) 만약 SO_3가 효과적으로 제거된다면, 상당한 비용을 절감할 수 있게 된다. 여기에서는 단지 설명에 도움이 되는 사례들만 제시하고 있음을 명심해야 한다.: 장소 특정성(site-specific)에 대한 경제성 평가는 특정 발전소에 대해 수량화할 수 있는 이득을 제공해야만 한다.

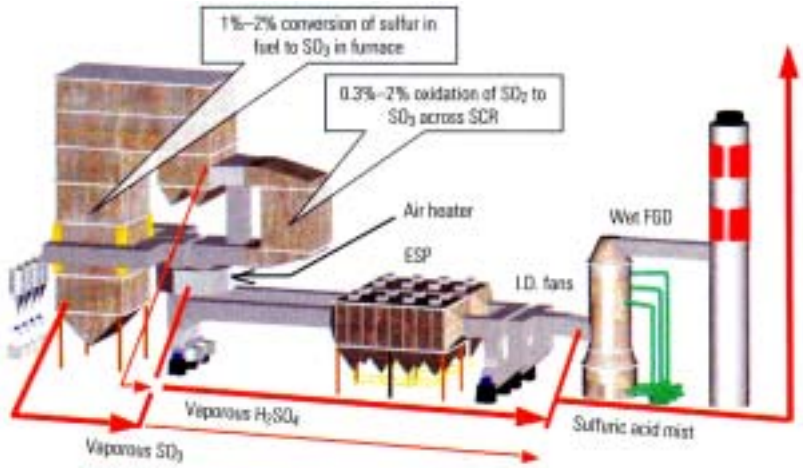

그림1 산성 물질의 지배 구조. SO_3 발생 장소 및 취하는 형태.

자료 제공 : Codan Development LLC

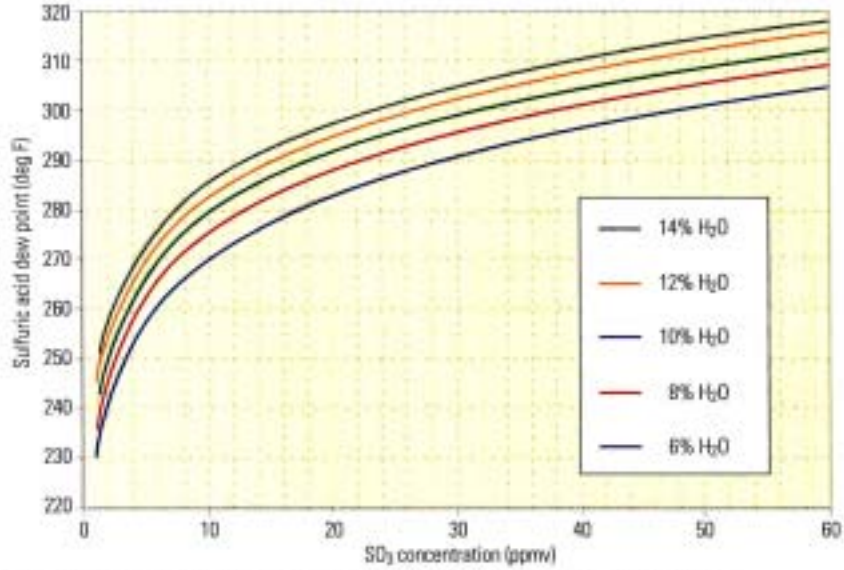

그림2. SO_3 농도에 따른 이슬점 변화. 공기 예열기 입구의 SO_3 농도가 낮을수록, 산노점과 백엔드 장비의 부식 가능성도 낮아짐. 8%의 과잉공기수치(excess air level)에서 운전되는 발전기에서 SO_3 농도 60ppm, 30ppm, 3ppm에 대한 산로점은 각각 310°F, 295°F, 255°F임.

1.1 낮아진 산노점(acid dew point) 및 백엔드 부식

공기 예열기로 들어가는 SO_3 농도를 3ppm 이하로 제한하게 되면 황산 이슬점도 낮출 수 있다. 그림 2에서는 이들 2가지 변수가 어떤 관계에 있는지를 보여주고 있다. SO_3 농도가 60ppm-운용 중인 선택적 촉매 환원장치(SCR : Selective Catalytic Reduction) 시스템을 이용해 고유황 석탄(high-sulfur coal)을 연소시킬 경우의 일반적인 농도-일 때, 산노점은 약 310°F임을 기억하자. 또한, SO_3 농도가 30ppm-운용 중인 SCR 시스템을 이용하지 않고 또는 극저온 산화촉매(oxidation catalyst)와 함께 SCR 시스템을 이용해 고유황 석탄을 연소시키거나 SCR 시스템을 이용해 중유황 석탄(medium-sulfur coal)을 연소시키는 경우의 일반적인 농도-일 때, 산노점은 약 295°F이다. SO_3 농도가 3ppm일 때에는, 약 255°F의 산노점을 갖는다.

SO_3 기체는 이슬점 온도로 냉각되기 전에는 액화되지 않을 것이므로, 공기 예열기로 들어가는 SO_3 농도를 3ppm으로 제한함으로써 부식 가능성을 상당히 줄일 수 있다. 만약 예열기 입구의 SO_3 농도를 3ppm 이하로 줄일 수 있다면, 공기 예열기에 있는 비산재 및 전기집진장치(ESP : Electrostatic Precipitator)로 이어지는 덕트 설비(ductwork)에서 SO_3 기체가 흡수될 때 농도가 확실하게 줄어들 것이고, 모든 백엔드 컴포넌트의 부식 또한 현저하게 감소할 것이다.

부식 범위 및 심각도(severity)는 발전소에 따라 다르지만, 가장 많은 손상을 입는 부위는 덕트 설비 및 ESP, 블레이드, 공기유도(ID : Induced Draft) 장치의 보호막(housing) 등이다. 부식으로 인해 공기 누출량이 증가하면 그만큼 비용이 많이 들기 때문에 기회가 있을 때마다 부식 손상을 수리해야 한다. 전력회사에서는 부식 손상을 수리하고 손상된 컴포넌트를 교체하기 위해 몇 년마다 수백만 달러를 쓰는데, 이는 특별히 놀라운 일도 아니다. 또한 부식 손상에 드는 비용이 위치에 따라 상당한 차이가 있긴 하지만(site-specific), SO_3의 효과적인 제거 및 그로 인한 백엔드 장비에서의 부식 감소를 통해 매년 50만 달러 이상의 경제적 이득을 손쉽게 얻을 수 있다.

게다가 SO_3 농도 및 부식 가능성을 감소시키면 공기 예열기의 바스켓(basket)을 보호하면서 보다 쉽게 청소할 수 있도록 개조 및 코팅할 필요가 없어지기 때문에 비용도 절감된다. 발전소에서는 SCR 시스템을 추가할 때,

암모늄이황산염(ABS : Ammonium Bisulfate)-점착성을 갖는 고체 물질-이 생성 및 침전되는 부근에 청소를 위한 접근이 보다 용이하도록 공기 예열기의 물리적 구성을 변경하는 일이 일상적으로 행하고 있다.

일반적으로, 변경 작업은 2가지로 나누어 이루어지는데, 첫 번째는 3층으로 된 바스켓 디자인을 2층으로 변경하고 공기 예열기의 저온 단부(cold end)에 있는 바스켓을 좀 더 깊게 만드는 작업이다. 이러한 변경 작업으로 인해, ABS가 침전되는 임계 온도(critical temperature) 범위는 중간층(intermediate layer)보다는 오히려 청소를 위한 접근이 제한되어 있는 저온 단부의 바스켓에 속하게 된다. 두 번째 변경 작업은 공기 예열기 저온 단부에 있는 바스켓에 에나멜을 입히는 것이다. 그 결과, ABS가 표면에 들러붙기 훨씬 어려워져서 청소가 보다 쉬워진다.

공기 예열기로 들어가는 SO_3 농도를 아주 낮은 수준까지 감소시킨다면, 공기 예열기의 구성을 변경하고 예열기 저온 단부의 바스켓에 에나멜을 입히는 작업을 할 필요가 없을 수도 있다. 한 대규모 석탄화력 발전소는 되도록 이러한 변경 작업을 피함으로써 4백만~5백만 달러가 지출되는 것을 막아왔다고 발표했다. 에나멜을 입힌 바스켓은 부식이나 침식으로 인해 손상을 덜 입을 것으로 기대했으나, 스팀 분사(sootblowing) 및 주기적인 응력 피로(stress fatigue)의 영향으로 인해 부식 또는 침식이 이루어지는 부분도 있었다. 게다가, 발전소 수명이 다할 때까지 에나멜을 입힌 공기 예열기의 바스켓을 교체하는데 드는 누적 비용(cumulative cost)은 기존의 강철 바스켓에 비해 2배나 높을 수도 있다.

1.2 열효율(heat rate) 및 연료비용 감소

공기 예열기로 들어가는 SO_3 농도를 최대 3ppm으로 감소시킨다면, 배연가스 온도를 더 낮춘 상태에서 예열기를 운전할 수 있다. 이를 통해 공기 예열기는 하단부의 부식 가능성을 더 이상 증가시키지 않고도 배연가스로부터 에너지를 회수할 수 있다.

효율 향상 및 하단부의 기체 부피 감소를 통해서도 상당한 이득을 얻을 수 있다. 그림 3에서는 가장 일반적인 30ppm과 60ppm의 농도로부터 공기 예열기로 들어가는 SO_3 농도를 감소시킴으로써 얻을 수 있는 잠재적인 연료 절감에 대해 비교하고 있다. 즉, 각각의 농도를 80%, 90%, 95% 감소시킬 때

얻을 수 있는 연료 절감에 대한 자료를 보여준다. 제시된 자료는 1mmBtu당 1.80달러의 석탄을 연소시키고 80%의 용량인자(capacity factor)에서 운전되는 열효율 9,500 Btu/kWh의 500MW급 발전기에서 산출된 것이다.

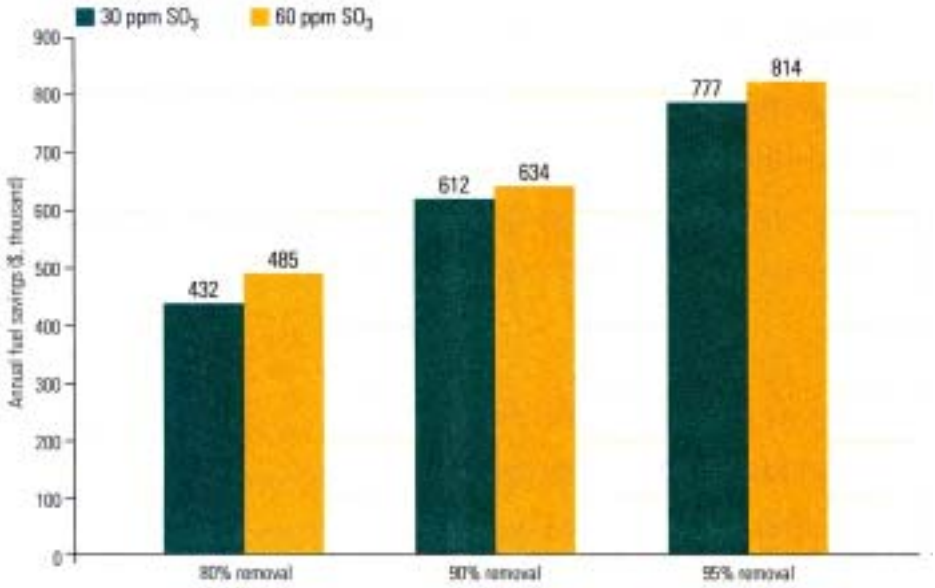

그림 3. 높은 SO_3 농도, 높은 만족도. 감축 전 발전기의 배연가스에 존재하는 SO_3 농도가 높을수록, 연료 절감 가능성도 커짐. 자료는 1mmBtu당 1.80달러의 석탄을 연소시키고 80%의 용량인자(capacity factor)에서 운전되는 열효율 9,500 Btu/kWh의 500MW급 발전기에서 산출한 것임. *자료 제공 : Codan Development LLC*

여기서 2가지 중요한 가정을 할 수 있다.: 첫째는 공기 예열기에서 배출되는 배연가스 온도가 산노점 수준까지 감소된다는 것이고, 둘째는 그 온도에서의 약 35°F 변화는 발전기의 열효율 1% 변동과 같다는 것이다. 그림 3의 막대그래프를 통해 알 수 있듯이, SO_3 농도를 95% 감소시키는 경우 2가지 사례 모두 매년 75만 달러 이상의 연료를 절감할 수 있다.

대부분의 공기 예열기는 자체 바스켓을 통해 추가 열을 포착할 수 있도록 개조되어야 함을 알아두자. 다시한번 강조하면, 개조 비용은 위치에 따라 상당한 차이가 있다. 예를 들어, 전체 발전기 운전을 멈춰야 한다면 개조 비용은 매우 비쌀 것이다. 예열기의 디자인으로 인해 내부 또는 구조적 변경이

불가피하거나 바스켓 그리드를 변경해야 하는 경우 역시 개조 비용이 많이 들 것이다. 아니면, 공기 예열기에 대한 정기 점검이 시행되는 동안 좀 더 촘촘한 바스켓(동일한 용적 측정 지역에 보다 많은 금속을 포함한 바스켓)을 설치함으로써 5%에서 10%까지만 비용이 증가하도록 할 수 있다.

또한 예열기 개조로 인한 압력 강하도 고려해야 할 사항이다. ABS 생성을 방지해 부착물이 감소된다면, 과거 계획된 운전 정지 시간에 발생하는 압력 강하 증가를 상쇄하기 위해 필요했던 송풍기 용량을 이용해 좀 더 높은 표면적이나 열전달 계수(heat transfer coefficient)를 가지는 바스켓 디자인의 보다 높은 압력 강하 요건을 상쇄할 수 있다.

그림 2의 이슬점 곡선은 그림 3의 SO_3 농도 감소로 인한 잠재적 열효율 및 비용 이득과 깊은 관계가 있다. SO_3 농도 감소로 초래된 산노점 하강(및 열효율)은 매우 낮은 농도에서만 의미가 있다. 예를 들어, SO_3가 30ppm에서 60ppm 사이에 있을 때 산노점은 약 15°F-SO_3 농도가 10ppm에서 3ppm으로 감소함으로써 발생된 20°F 변화보다 적음-정도 변화한다. 이를 통해 얻을 수 있는 열효율 및 연료 절감 이득은 SO_3 농도가 각각 30ppm, 60ppm일 때와 크게 다르지 않고, SO_3 제거 정도와도 상관없다.

30ppm 농도에서 운영 중인 발전기의 경우, 제거된 SO_3 양(및 제거에 필요한 시약의 양과 비용)은 60ppm 농도에서 운영 중인 발전기의 절반 정도가 될 것이다. 목표 유출(target stream)에서의 SO_3 농도가 낮을수록, 연료 절감 가능성은 높아진다. 다시 말해, 저유황 석탄(low-sulfur coal)을 연소시키는 발전기의 경우, 연료 절감이 보다 용이하다. 예를 들어, 유출되는 10ppm의 배연가스에서 SO_3을 95% 제거한다면, 산로점은 40°F 정도 낮아질 것이다. (즉, 275°F에서 235°F로 하강) 반면, 60ppm의 농도로 유출되는 배연가스에서 똑같이 SO_3을 95% 제거한다면, 산로점은 55°F 정도 낮아진다.(즉, 310°F에서 255°F로 하강) 이러한 결과를 통해, 60ppm에서 얻을 수 있는 연료 절감의 73%는 SO_3 제거 시약 비용의 약 16%가 포함된 10ppm의 경우에서 달성될 수 있음을 알 수 있다.

몇몇 발전소에서는, 훨씬 더 많은 연료 절감을 얻을 수 있다.-이것은 공기 예열기로 들어가는 SO_3 농도를 매우 낮은 수준으로 감소시킴으로써 SO_3가 포함된 비산재와 상호작용을 하는 끈적끈적한 부착물을 제거할 경우에만 가

능하다. 앞서 설명한 대로, 이러한 과정을 통해 배연가스 온도를 보다 낮춘 상태에서 공기 예열기를 운전할 수 있다. 더 정확히 말하면, 배연가스의 온도 저감을 통해 각종 유익한 이득과 함께 배연가스의 부피도 감소시킬 수 있다.

운전 온도가 310°F에서 255°F로 낮아질 때, 배연가스의 부피도 약 7% 정도 감소된다. ESP로 유입되는 가스의 양을 약 7% 정도 감소시키면 다음의 3가지 방법으로 집진 효율(particulate collection efficiency)을 증대시킬 수 있다.:

■ ESP의 비집진극면적(specific collection area)을 7%까지 증가시킴.

■ 비산재에 대한 집진 효율을 증가시킴.(온도와 함께 비산재의 비저항도 떨어짐)

■ 발전기의 공기유도 장치(ID fan)는 전력 소비량과 함께 배연가스의 부피를 감소시킴. 연료 절감 수준은 송풍기에 이용되는 드라이브에 따라 달라지고 가변 주파수 드라이브(variable-frequency drive)가 장착된 송풍기에서 가장 큼.

1.3 공기 예열기의 ABS 부착물 감소 및 제거

ABS는 배연가스가 공기 예열기에서 냉각될 때 암모니아와 SO_3가 반응하면서 형성된다. 이 때 반응하지 않은 암모니아는 SCR 또는 선택적 무촉매 환원장치(SNCR : Selective Noncatalytic Reduction) 시스템으로부터 배연가스로 배출된다. 공기 예열기 상단부에서 SO_3을 제거하지 않으면, 30ppm에서 60ppm 사이의 SO_3는 소량의 암모니아 배출(ammonia slip)과 반응하여 ABS를 형성하는 강력한 유도체가 될 수 있다.

공기 예열기에서 배연가스를 냉각시키기 전에 SO_3를 효과적으로 제거한다면, 예열기 내부에 ABS 및 부착물이 형성될 가능성이 크게 줄어들 수 있다. 그 결과, 예열기에서 ABS 침전물을 제거하는데 사용되는 세척수(water washing) 비용은 물론이고, 발전기 출력을 낮추거나 운전을 정지할 필요도 크게 줄어들거나 아예 없어질 수 있다. 또한, 부품 수명을 단축시키는 요인들(ABS, 황산 부식, 스팀 분사의 빈도 및 압력, 세척 빈도 등)을 보다 확실히 해결함으로써 부품 교체 비용도 절감할 수 있다.

1.4 보다 높은 질소산화물(NO_X) 제거 효율

공기 예열기 상단부에서 SO_3을 최대한 제거하지 못한다면, 배연가스로 배출되는 암모니아 농도를 최소화함으로써 예열기에서 ABS가 형성되지 못하도록 해야 한다. 암모니아 배출을 최소로 하면 SCR 시스템의 NO_X 제거 효율도 감소한다는 사실에 주목하자. 대부분의 SCR 시스템은 겨우 2ppm의 암모니아를 필요로 하지만, 최대 1ppm의 암모니아를 요구하는 시스템도 있다.

공기 예열기의 청결 상태나 SCR 시스템의 효율을 손상시키지 않으면서 암모니아 배출을 증가시키는 일은 예열기로 들어가는 SO_3을 최소 농도로 감소시킨 경우에만 가능하다. 암모니아 배출을 4ppm에서 6ppm으로 증가시키면, SCR의 촉매는 주어진 촉매 활성도(catalyst activity)에서 NO_X 제거 효율을 보다 높일 수 있다.

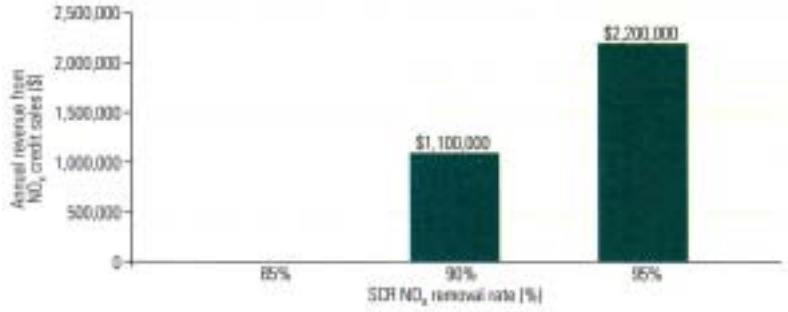

그림 4. 소폭의 증가로 많은 수익을 얻음. SCR 시스템의 NO_X 제거율을 5%만 증가시켜도 NO_X 크레딧 판매로 얻는 수익은 수백 만 달러가 될 수 있음. 제시된 자료는 이러한 가정을 근거로 한 500MW급 발전소에서 산출된 것으로, 이 발전소는 NO_X 1 mmBtu 당 0.5 lb인 배연가스 배출에서 1년 내내 SCR 시스템을 가동하는 85% 용량인자를 가짐. NO_X 크레딧은 1톤 당 2500만 달러로 책정될 것으로 추정됨.

자료 제공 : Codan Development LLC

SCR 시스템의 NO_X 제거 효율을 최대로 함으로써 NO_X 크레딧(credits) 창출 및 크레딧 판매로 얻는 수익도 최대가 된다. SCR 시스템의 설계에 따라, NO_X 제거율도 5% 이상 증가될 수 있다. 그림 4에서는 500MW급 발전소(NO_X 1 mmBtu 당 0.5 lb인 배연가스 배출에서 1년 내내 SCR 시스템을 가

동하는 85% 용량인자를 가짐)가 1톤 당 2500달러에 NO_X 크레딧을 판매함으로써 얻는 수익을 그래프를 통해 보여주고 있다. 그래프에서 알 수 있듯이, SCR 시스템의 NO_X 제거율을 85%에서 90%로 증가시키면 NO_X 크레딧 판매에서 110만 달러의 수익을 더 얻을 수 있다. 즉, NO_X 제거 효율을 1% 증가시킬 때마다 22만 달러의 수익을 얻게 된다.

암모니아 배출의 허용 수치를 증가시킴으로써 얻는 이득은 NO_X 크레딧 판매로부터 얻는 수익을 능가한다. 암모니아 배출 수치를 증가시키면, SCR의 촉매도 재생이나 교체-모두 비용이 많이 듦-되기까지의 수명이 연장된다. 또한, 보다 낮은 촉매 활성도에서 NO_X 제거 효율을 증가시킴으로써, 암모니아 배출을 소폭 증가시키면 발전기를 정지시키고 폐촉매(spent catalyst)를 재생 또는 교체해야 할 시기가 늦춰진다. 이러한 운전 중지를 강요하기보다 미리 계획할 수 있다면, 발전기의 경제적 수익(bottom line)에 미치는 영향은 어마어마할 것이다.

암모니아 배출로 발생하는 ABS 형성은 무촉매 환원장치에서 훨씬 더 중요하다. SNCR 시스템에서, 보일러의 개조된 통로로 유입되는 암모니아는 NO_X과 반응해서매우 특정한 온도 범위 내에서 질소를 형성한다. 일반적으로 소폭의 NO_X 감소율(15%에서 25%)을 달성하는 SNCR 시스템을 적용하기 때문에, 공기 예열기 내부의 ABS 형성 및 부착물에 대한 문제를 피하기 위해 발전기에 주로 저유황 석탄을 연소하도록 제한해왔다.

공기 예열기로 유입되기 전에 SO_3을 효과적으로 제거될 수 있다면, SNCR 시스템은 보다 높은 NO_X 제거 효율을 얻을 수 있고(암모니아 배출의 허용 수치가 보다 높아지기 때문), 고유황 석탄을 연소하는 발전소에 대한 고려도 해볼 수 있다.(SO_3가 전혀 문제가 되지 않기 때문) 몇몇 복합 기술(hybrid technology)-다량의 시약 주입 기술(RRI : Rich Reagent Injection)이나 SNCR의 주입 지점 하단부에 도관 내(in-duct) 단층 촉매층(catalyst bed)을 설치하는 기술 등-이 많은 주에서 개발 중에 있기 때문에, 실제로 제거 효율을 증가시키고 및 암모니아 배출이 SNCR 시스템 성능에 미치는 부정적 영향을 막아줄 수 있는지 조만간 증명될 것이다.

미래에 어떤 기술을 보유하게 되건, SCR이나 SNCR, 여타 다양한 복합 기술들 중 어떤 것이 이용되건, NO_X 제거율 증가로 얻는 이득은 모두 똑같다.:

500MW급 발전소의 경우, 보통 제거율이 1% 증가할 때마다 매년 NO_X 크레딧 판매로부터 22만 달러의 수익을 얻는다.

과거의 분석에 따르면, 발전소는 이미 적절한 위치에 SCR이나 SNCR 시스템을 갖추고 있다고 생각할 수 있다. 분명한 사실은 시스템의 자본 비용이 포함된다면, 다른 결론이 도출될 수 있다는 점이다. SNCR 시스템의 자본 비용이 낮다는 것은 NO_X 제거 효율도 상당히 낮다는 것을 의미한다. 이론적으로, 전력 발생장치는 암모니아 배출 허용 수치 및 1개 이상의 SNCR 시스템의 NO_X 제거율을 증가시킴으로써 NO_X 제어에 필요한 자본 비용을 충분히 감소시킬 수 있다. 전력 발생장치를 통한 NO_X 감소율이 만족스러운 수준이라면, 1개 이상의 다른 발전소에 대해 SCR 시스템을 구입하지 않게끔 할 수 있다. 이와 같은 방법으로 절감할 수 있는 잠재적인 자본 비용은 수십 억 달러에 달할 것이다.

1.5 노변(fireside) 부식 감소

많은 발전소에서 저녹스 버너(low-NO_X burner) 및 단계적 연소 방식(combustion staging), 과화염 공기 시스템(overfire air system)을 이용해서 연소하는 동안 NO_X가 생성되는 것을 최소화하고 있다. 이와 같은 기술들이 매우 효과적이긴 하지만, 그동안 비산재 및 노변 부식에서 미연탄소(unburned carbon) 함량을 증가시킨다고 알려져 있었다.

암모니아 배출을 소폭 증가시킴으로써 NO_X 제거 효율을 감소시켜 온 SCR 시스템을 이용하는 발전기의 경우, 단계적 연소 방식을 줄이고 SCR 시스템을 통해 추가적으로 생성된 NO_X을 처리하도록 함으로써 경제적 이득을 얻을 수 있다. 예를 들어, 500MW급 발전기의 경우, 비산재에서 미연탄소 함량을 1% 저감시키면 연료 소모량은 약 0.05% 감소된다. 그 결과, 연간 약 2만 5천 달러의 연료를 절감할 수 있게 된다.

또 다른 대규모 절감은 단계적 연소 방식 감소-노변 부식 저감-라는 또 다른 결과로부터 얻을 수 있다. 부식으로 인해 모든 관(tube)에서 가스가 누설되면 발전기는 운전을 정지하고 보수 작업을 시행해야 한다. 보수 작업에 필요한 노동 및 재료 비용과 재정 손실은 누설 지점 및 보일러 크기에 따라 1건 당 총 40만 달러에서 60만 달러에 이를 수 있다.

1.6 저산화(lower-oxidation) 촉매 사용 가능

SCR의 촉매 공급자는 촉매로 인해 SO_2가 SO_3으로 산화되는 비율을 낮추는 일에 몰두해 왔다. 부정적인 면을 고려하지 않는다면, 이것은 좋은 생각으로 여겨질 수도 있다. 직관적으로 생각하면, 누구나 SO_3 농도에 미치는 SCR 시스템의 영향을 감소시킴으로써 공기 예열기로 들어가는 SO_3 농도를 3ppm 이하로 감소시키는 작업이 보다 용이해질 것으로 기대할 것이다.

하지만, SO_3으로 인해 발생된 O&M 문제의 관점에서 보면, SCR 시스템이 SO_3 농도를 2배로 만들건 단지 몇 ppm만 증가시키건 이것은 대개 아무런 관계가 없는 일이다. 촉매로 인해 SO_2이 SO_3으로 산화되는 비율이 0.2%이건 2.0%이건, SCR 시스템의 하단부에는 여전히 같은 O&M 문제가 존재할 것이다. 달라지는 것은 오직 문제의 크기일 것이다. SO_3가 공기 예열기 상단부에서 효과적으로 제거된다면, 이러한 작업에 소요되는 비용을 경제적 거래로 이해할 수도 있다. 따라서, SCR 시스템에 사용할 촉매의 특성에 대해 다시 한번 고려해 볼 수도 있다.

미국에서는 SCR 시스템을 최초로 배치할 때, 높은 NO_X 제거 효율을 달성할 수 있도록 높은 활성도를 가지는 촉매를 사용할 계획이었다. 하지만, SO_2의 높은 SO_3 전환율-1.5%에서 2.0% 범위에 있음-은 초기 기기 제조업자 및 건축가/설계자들이 규정한 대로, 몇 년 전까지만 해도 일반적인 수준이었다. 지난 몇 년 동안, 산화율을 0.5% 아래로 떨어뜨리는 작업에서는 많은 진전이 있었다.

이러한 몇몇 규정들로 인해 암모니아를 주입 또는 주입하지 않고도 SO_2의 산화율을 보장할 수 있다. 암모니아가 주입되지 않고 SCR 시스템을 운전한다면(즉, 바이패스 없이 오프라인으로 시약 시스템을 사용해서), 암모니아를 주입했을 때에 비해 산화율은 틀림없이 증가할 것이다. 보도에 의하면, 그동안 촉매의 NO_X 제거 능력을 떨어뜨리지 않고 산화율을 감소시켜왔다. 더욱이, 저산화 촉매는 보다 넓은 표면적 또는 효율 특성을 충족시킬 수 있는 보다 많은 양을 필요로 할 것이고, 이로 인해 촉매 비용이 증가하게 될 것이다.

지난 몇 년 동안, 촉매의 또 다른 특성-효과적으로 수은을 산화시키는 능력-에 대한 중요성이 산화율에 비해 훨씬 더 많이 강조되고 있다. 수은 전략

의 일환으로, 고염화 역청탄(high-chloride bituminous coal)을 연소하는 많은 발전소들은 현재 시스템으로 유입되는 금속 수은(elemental mercury)의 거대한 조각들을 산화시키는 SCR 시스템에 의존하며, 습식 배연탈황(FGD : Flue Gas Desulfurization) 설비를 이용해 수은 제거를 용이하게 하고 있다.

SO_2가 SO_3로 산화되는 정도를 감소시키기 위해 촉매를 재처리하는 과정에서 금속 수은을 산화시키는 촉매의 능력에 어떠한 손상도 입지 않을 거라고 단정하는 것은 너무 오만한 태도일지도 모른다. 하지만, 연구는 계속 진행되고 있다. 공기 예열기 상단부의 SO_3을 효과적으로 제거하는 능력을 경제 변수로 간주함으로써, 촉매 공급자는 새로운 촉매를 개발하는 과정에서 SO_2와 수은의 산화를 분리시킬 수 있었다. 아마도 이를 통해 높은 NO_X 제거율과 수은 산화율-특히 수은 배출 크레딧이 SO_2나 NO_X 크레딧만큼 거래 가능해진다면-이라는 특성을 갖는 촉매에 대한 개발이 보다 활성화되었을 것이다.

1.7 보다 높은 수은 제거 효율

앞서 언급한 대로, SO_3는 비산재에 흡착될 수 있다.: 이러한 메커니즘을 통해 공기 예열기를 통과할 때 SO_3가 감소하게 되고, ESP로 이어지는 배관에서도 이보다 적은 양이긴 하지만 SO_3 감소가 일어나게 된다. 이러한 장소에서는 수은 흡착도 똑같이 일어난다. 따라서, 공기 예열기로 들어가는 배연가스에 여전히 상당량의 SO_3가 남아있다면, 배연가스를 냉각시켜 가스에 포함된 비산재가 수은을 흡착할 수 있도록 할 것이다.

그림 5에서는 각기 다른 5개 발전소에서 비산재를 이용한 수은 흡착에 ESP 배출구의 SO_3 농도가 어떤 영향을 미치는가를 보여주고 있다. 모든 사례에서, 배연가스의 SO_3 농도가 감소함에 따라, 비산재에 흡착된 수은 조각의 무게(강열 감량[LOI : Loss on Ignition]법으로 표준화됨)는 증가하고 있다. 수은 제거 효율은 SO_3 농도가 매우 낮을 때(5ppm 이하일 때) 특히 탁월한 효과를 보이고 있다. 이러한 관계는 SO_3와 수은이 비산재의 동일한 흡착 지점에 대해 서로 경쟁하고 있다는 강력한 증거가 된다.

수은 배출 한계를 충족시키기 위해 SCR 시스템에서 수은을 산화한 뒤, 습식 FGD 설비를 통해 제거하는 고염화 역청탄에 대한 전체 수은 제거 전략의 관점에서 보면, 비산재를 이용한 수은 흡착은 대수롭지 않은 것처럼 보일

수도 있다. 하지만, 습식 FGD 설비를 이용한 수은 재배출 또는 FGD 석고에 포함된 수은의 운명에 대한 문제가 제약을 받게 된다면, 앞으로는 습식 FGD 설비 상단부에서 가능한 많은 양의 수은을 포착하는 방법이 더 중요해질 수도 있다.

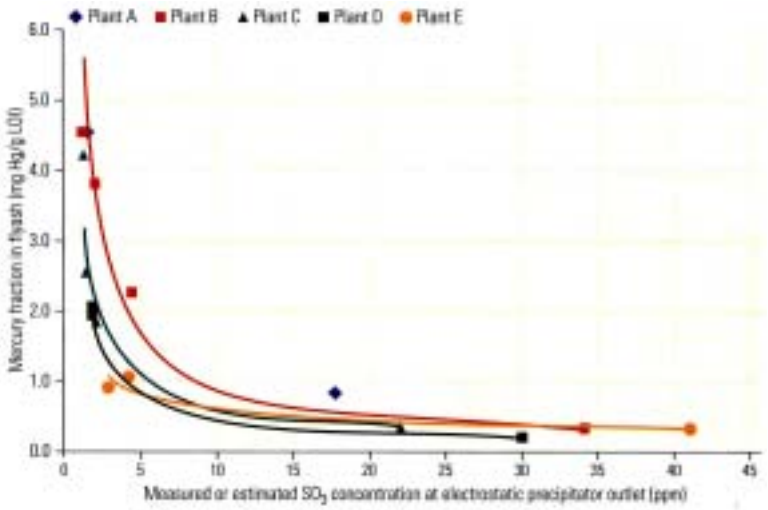

그림 5. 동일한 흡착 지점을 위한 경쟁. 그래프를 통해 5개 발전소에서 비산재를 이용한 수은 제거 효율과 SO_3 농도와의 관계를 보여줌. 5개 사례 모두 일률적으로, 배연가스의 SO_3 농도가 감소함에 따라, 비산재에 흡착된 수은 조각의 무게(강열 감량[LOI]법으로 표준화됨)는 증가하고 있음. 이러한 관계를 통해 SO_3과 수은이 비산재의 동일한 흡착 지점에 대해 서로 경쟁하고 있다는 사실을 강력히 뒷받침함.

자료 제공 : Codan Development LLC

하지만, 공기 예열기 상단부에서 SO_3을 제거함으로써 활성탄소(activated carbon) 주입 기법을 이용해 수은을 제거하는데 중요한 몇 가지 사실을 분명하게 암시할 수 있다. 비산재 흡착을 통해 탄소 주입 지점 상단부에서 SO_3을 제거한다면, 활성탄소의 수은 제거 능력과 운반 용량 모두 상당량 증가할 것이라고 생각될 수 있다. 게다가, 실제로도 활성탄소는 보다 낮은 기체 온도에서 향상된 수은 제거 및 운반 용량을 보여주고 있다.

공기 예열기 상단부에서 SO_3을 효과적으로 제거한다면, (위에서 논의한 대

로) 부식 가능성을 염두에 두지 않고 배연가스 온도를 낮추는 것이 가능할지도 모른다. 이것이 실제로 가능하다면, 활성탄소의 성능 및 경제성이 훨씬 향상될 수 있을 것이다. 이러한 점에서, 수은 제거에 필요한 활성탄소의 비용은 중요한 요인이 된다. 추가적인 연구를 위해서는 문서를 보다 완벽하게 작성하고 이와 같은 방법으로 얻을 수 있는 모든 성능 향상 가능성을 특성화해야 한다. 하지만, 500MW급 발전소의 경우, 필요한 탄소량을 25% 감축함으로써 매년 백만 달러 이상을 쉽게 절감할 수 있다는 것은 의심의 여지가 없다.

1.8 더 낮은 SCR 사용 온도

앞서 언급한 대로, SO_3은 SCR 시스템에 존재하는 촉매 조건(온도 범위 : 530°F～630°F) 하에서 암모니아와 반응하여 ABS를 만들 수 있다. ABS는 열회수 기간 동안 촉매를 제거하기 어려운 덩어리(pluggage)로 만드는 원인이 될 수 있으며, 이것을 제거하거나 교체하는 작업이 뒤따르게 될 것이다.

여기서 배연가스에 포함된 SO_2와 SO_3 수치가 모두 중요하긴 하지만(SO_2 일부는 SCR 시스템에서 SO_3이 산화됨으로서 생성되기 때문), ABS 생성을 걱정하지 않고 SCR 시스템을 운전할 수 있는 최저사용온도(minimum operating temperature) 또는 최저 암모니아 주입 온도를 결정할 때에는 배연가스의 SO_3 농도가 좀 더 중요한 요인이 된다. 보일러에서 생성된 SO_3가 SCR 시스템 상단부에서 효과적으로 제거될 수 있다면, 시스템의 최저사용온도를 더 낮추는 일이 가능할 것이다.

최저사용온도보다 더 낮은 온도에서 운전되는 SCR 시스템은 최저 온도 이상으로 온도를 상승시키기 위해 절탄기 우회(economized bypass)를 할 필요가 없는 보다 낮은 보일러 부하 상태에서 운전될 수 있다. 절탄기 우회에 대한 필요가 없어지면 직접적이고 실질적인 절감 효과-수백 만 달러에 달하는 절감 효과-를 얻을 수 있다. 단번에, 보다 낮은 최저 온도 및 절탄기 우회 없이 보다 낮은 발전기 부하 상태에서 SCR 시스템을 운전할 수 있는 능력은 절탄기 우회를 이용할 때 발전기 효율을 떨어뜨리지 않으며, 고온의 댐퍼(damper) 및 덕트 설비, 신축이음장치(expansion joint)의 작동 복합성 및 유지 보수 특성을 감소시킨다.

1.9 더 낮은 CO_2 배출량

발전소의 연소 효율을 증대시키는 방법들은 모두 CO_2 배출량을 직접 감소시킨다. 공기 예열기 상단부에서 SO_3 농도를 감소시키면 2가지 방법, 즉 공기 예열기에서 열 회수율을 증대시키는 방법과 연소 단계를 줄임으로써 미연탄소를 감소시키는 방법을 통해 발전소 효율이 증대된다. 게다가, 보일러에서 생성된 SO_3가 SCR 시스템 상단부에서 효과적으로 제거될 수 있다면, 저부하 상태가 지속될 때 발전기 효율을 떨어뜨리지 않으면서 시스템의 최저사용온도를 제어하는 절탄기 우회법을 이용하지 않아도 된다.

현재 CO_2 배출량을 감소시키는 일의 가치를 수량으로 환원하는 직접적인 방법은 없지만, 가까운 장래에 시행할 수 있는 탄소세(carbon tax) 및 CO_2 배출권 거래(emissions trading)에 대해 말이 많다. 일례로, CO_2 1톤 당 15달러에 거래되고 있는 유럽의 현행 CO_2 거래 시장에서는 100MW급 발전소의 CO_2 배출량 1% 저감에 해당하는 가치가 연간 약 60만 달러에 달할 것으로 추정된다.

2. 요약

어떤 발전소에서 SO_3 저감으로 얻는 이득의 총 가치를 일반화하는 것은 거의 불가능하다. 발전소별로 각기 다른 상황들로 인해 본 기사에서 설명된 여러 가지 이득 중 어떤 것을 얼마나 얻을 수 있을지가 결정되고 이득의 가치도 정해질 것이기 때문이다.

하지만, 이득이 되는 가치만으로 전체 SO_3 제거 비용을 상쇄할 수 있는 특정한 상황들이 많다고 말할 수 있다. SO_3 제거를 통해 얻는 이득을 전부 합산한 가치가 SO_3 제거 비용을 훨씬 초과하는 상황을 생각해보는 것이 그리 어려운 일은 아니다.