

사업장 질소산화물 저감기술의 평가 및 비용분석

2002.12

공 성 용
구 현 정



한국환경정책·평가연구원
Korea Environment Institute

KEI/2002/RE-06

연구보고서

사업장 질소산화물 저감기술의 평가 및 비용분석

2002.12

공 성 용

구 현 정



한국환경정책·평가연구원

서 언

산업활동의 증가와 자동차 증가로 질소산화물 관리에 대한 관심이 증가하고 있습니다. 질소산화물은 그 자체로서 유해할 뿐만 아니라 산성비, 오존의 원인물질로 작용하기 때문에 일본과 미국 등에서는 중점 관리하고 있는 오염물질이기도 합니다. 최근 정부는 사업장 및 자동차의 배출허용기준 강화, 배출부과금 제도의 개선, 수도권 지역에서의 특별대책 수립 등 질소산화물로 인한 환경피해를 저감하고자 많은 대책을 추진하고 있습니다. 하지만 질소산화물은 다른 대기 오염물질과는 달리 고온의 연소 과정에서 불가피하게 발생되고 또한 매우 안정한 화학물질이기 때문에 배출 억제가 용이하지 않으며, 많은 경우 후처리 기술에 의존하게 됩니다. 또한 많은 비용이 소요되기 때문에 그만큼 기업의 부담도 커지게 되므로 비용 효과적인 정책의 수립이 특히 요구된다고 할 수 있습니다. 하지만 관련자료가 매우 부족한 것도 현실입니다.

본 연구는 질소산화물 저감기술에 대한 국내·외의 기술수준 현황과 처리비용을 분석하고자 수행되었습니다. 자료 획득의 한계 때문에 이 보고서에서 다루지 못한 부분은 후속 연구를 통해 보완되어야겠지만, 연구의 결과는 정부의 배출부과금제도나 총량규제 등의 정책수립에 유용하게 활용될 수 있을 것입니다.

끝으로 본 연구를 수행한 공성용 박사와 자료정리 및 편집을 맡아준 구현정 연구원에게 감사를 표합니다. 그리고 본 연구의 검토와 조언을 해주신 환경부 문용호 사무관, 국립환경연구원의 차준석 박사에게 감사를 드리며, 자문과 함께 SCR 기술에 대한 원고작성과 기술자료를 제공해주신 경일대학교 함성원 교수와 저 NOx 버너에 대해 기술자문을 해주신 에너지기술연구소의 동상근 박사에게도 깊은 사의를 표합니다. 그리고 심도있는 토론과 자문을 해주신 본 원의 정희성 박사, 이영수 박사, 이희선 박사의 노고에도 감사를 드립니다. 아울러 본 연구의 내용은 본 연구원의 공식 견해가 아닌 연구자 개인의 견해를 밝혀드립니다.

2002년 12월

한국환경정책·평가연구원

원 장 윤 서 성

국 문 요 약

최근 들어 오존 경보가 빈번히 발생하고 대기중의 질소산화물(NO_x) 농도가 꾸준한 증가추세를 보임에 따라 정부는 질소산화물 배출 저감을 주요 중점추진과제로 삼고 여러 가지 대책을 마련하고 있다. 그런데, 최근 환경부가 도입을 검토중인 배출부과금 제도, 수도권 지역에서의 총량규제 및 배출권 거래제 등의 정책이 효과적으로 추진되기 위해서는 업체의 비용 부담과 국내 기술여건을 함께 감안한 정책의 설계가 필요하며, 이를 위해서는 저감 기술의 국내외 개발현황과 비용분석 등 기초 자료가 요구된다. 본 연구는 이러한 배경하에서 질소산화물 저감기술의 국내외 개발현황 및 비용을 조사하여 향후 정부정책 수립에 필요한 기초자료를 제시하고자 수행되었다.

먼저 저감효율은 기술별로 차이가 있지만 SCR의 경우 최고 90% 이상이 가능한 정도로 기술의 발전이 이루어져 있으므로 기술수준이 정책 추진의 장애가 되지는 않을 것으로 생각된다. 하지만 국내 기술수준이 낙후되어 있어 현재 논의되고 있는 일련의 규제강화 정책에 의해 형성될 시장이 외국 기술에 의해 대부분 잠식될 가능성이 크다는 점이 문제점으로 지적된다.

기술별 소요 비용을 추정하기 위하여 국내외 설치 사례를 조사하였는데 국내 사례로는 저 NO_x 버너, SCR, SNCR에 대하여 화력발전소와 소각시설을 대상으로 조사하여 결과를 제시하였고, 미국의 사례로는 발전시설, 시멘트 생산공정, 유리생산공정, 공정 가열로, 산업용 보일러, 도시쓰레기 소각시설에 대하여 자본비용과 연간비용, 그리고 처리단가를 조사하여 제시하였다. 국내 SCR 설치단가의 경우에는 중유발전소 0.293억원/MW, 가스발전소 0.223억원/MW, 가스복합발전소 0.24억원/MW, 그리고 소각시설 0.053억원/톤/일로 조사되었는데, 운전비용의 경우에는 실적치가 제한되어 있어 유의성 있는 자료를 제시하지는 못하였다. 미국의 경우에는 질소산화물 1톤 처

리에 필요한 평균비용은 저 NOx 버너 1,095천원, SNCR 1,932천원, 그리고 SCR 4,893천원으로 조사되었다.

에너지를 다량으로 소비하는 국내 주요 산업에 대하여 향후 전체 SCR 설치비용을 추정하였는데, 그 결과 화력발전소는 5,500~9,540억원, 시멘트 산업은 1,740~2,350억원, 1차 철강업종은 1,710~2,310억원, 유리제조업 300~410억원, 정유산업은 1,050~1,410억원, 소각시설은 400억원 정도로 추산되어 이들 업종에 대해서 만도 최저 1조 원~1조 6천억원이 필요한 것으로 분석되었다. 이 경우 연간 약 21.2~24.5만톤의 NOx를 저감할 수 있을 것으로 추정되어 시설설치 비용만 고려하더라도 NOx 1톤 처리비는 대략 997천원~1,380천원 범위에 있어 비용부담이 매우 클 것으로 보인다. 따라서 배출부과금 제도와 배출권 거래제는 기업의 비용부담을 완화시키고 국내 기술의 자립시기를 감안한다는 취지에서 제도의 순차적인 적용방안을 검토할 수 있다고 생각된다.

차 례

제1장. 서론	1
제2장. 질소산화물 배출현황 및 관리현황	3
1. 질소산화물과 관련된 대기오염도 추이	3
가. 질소산화물 오염도 추이	3
나. 오존오염도 추이	4
다. 산성우	5
2. 질소산화물 배출 현황	6
가. 배출량 현황	6
나. 배출량 전망	8
3. 사업장 질소산화물 관리정책 현황	8
가. 배출허용기준 강화	8
나. 굴뚝 자동측정망(TMS)의 구축	11
다. 수도권대기보전특별대책	11
라. 청정연료보급	13
마. 배출부과금 제도	13
제3장. 질소산화물 저감기술 개요 및 기술성능평가	15
1. 발생 메카니즘	15
가. Fuel NOx	15
나. Thermal NOx	15
다. Prompt NOx	16
2. 저감 기술개요	17
가. 연소조건 변경기술	17

나. 배가스 처리기술	20
3. 기술 성능 평가	24
가. 연소조건 변경기술	24
나. 배가스 처리기술	30
다. 기술평가 요약	35
제4장. 질소산화물 저감기술의 비용 분석 사례	37
1. 국내사례	37
가. SCR	37
나. SNCR	41
다. 저 NO _x 버너	42
2. 미국의 사례	45
가. 화력 발전시설	45
나. 시멘트 산업	49
다. 철강생산공정	54
라. 유리 제조 공정	58
마. Process Heaters	61
바. 산업용 보일러	70
사. 도시쓰레기 소각시설	76
아. 종합평가	78
제5장. 국내 SCR 설치 비용 추정	80
1. 비용 및 질소산화물 저감량 추정 방법	80
가. 비용추정방법	80
나. 질소산화물 저감량 추정방법	83
2. 배출시설별 SCR 설치 비용 및 질소산화물 저감량	84
가. 발전시설	84
나. 시멘트 제조시설	92
다. 1차 철강제조업	95

라. 유리 및 유리제품 제조	97
마. 정유산업	99
바. 소각시설	101
제6장. 요약 및 정책적 시사점	104
 약어정리	107
 참고문헌	108
 <부록 1> 일본의 탈질기술	111
 <부록 2> 외국의 SCR 촉매 개발 현황	114
Abstract	127

표 차례

<표 2-1> 주요 도시의 연도별 NO _x 농도	4
<표 2-2> 환경기준 초과횟수	4
<표 2-3> 주요 도시의 연도별 오존 오염도	5
<표 2-4> 연도별 오존환경기준달성 측정소 비율	5
<표 2-5> 주요 도시의 연도별 강우중 산도	6
<표 2-6> 발생원별 NO _x 배출량	7
<표 2-7> NO _x 배출량 전망	8
<표 2-8> 배출시설의 NO _x 배출허용기준(예)	10
<표 2-9> 굴뚝 TMS 추진계획	11
<표 2-10> 지역 및 배출원 별 NO _x 배출량 현황	12
<표 2-11> 배출부과금제도의 개요	14
<표 3-1> 국내 SCR 촉매 제조업체 현황	33
<표 3-2> 탈질기술의 비교	35
<표 4-1> 국내 SCR 설치현황	38
<표 4-2> 화력발전소 SCR 설치비용 및 운전비용 조사결과	39
<표 4-3> 소각시설 SCR 설치비용 및 운전비용 조사결과	40
<표 4-4> SNCR 설치현황	41
<표 4-5> SNCR 설치비용과 운전비용 조사사례	42
<표 4-6> 국내 화력발전소의 저 NO _x 설비 설치 현황	43
<표 4-7> 저 NO _x 버너의 설치사례	44
<표 4-8> 산업용 보일러에 사용되는 버너의 가격	45
<표 4-9> 석탄 발전시설의 탈질기술별 저감효율	46

<표 4-10> 기름 및 가스 발전시설의 탈질기술별 저감효율	47
<표 4-11> 석탄 발전시설의 탈질기술별 비용	48
<표 4-12> 기름 및 가스 발전시설의 탈질기술별 비용	50
<표 4-13> 기술별 달성 가능한 NO _x 저감율(시멘트산업)	51
<표 4-14> 기술별 자본 및 연간 비용(1992\$)	52
<표 4-15> 킬른의 단위생산규모당 기술별 비용비교	53
<표 4-16> NO _x 제어 기술의 비용 효과	54
<표 4-17> NO _x Controlled Emissions 및 저감율	55
<표 4-18> 비용 및 비용효과 - 300 MMBtu/hr 재가열로(1994\$)	56
<표 4-19> 비용 및 비용효과 - 200 MMBtu/hr 표면처리로(1994\$)	57
<표 4-20> 비용 및 비용효과 - 100 MMBtu/hr 도금공정(1994\$)	58
<표 4-21> 기술별 NO _x 배출 감소율-유리제조공정	59
<표 4-22> NO _x 제어기술별 자본 및 운영 비용(1994\$)	59
<표 4-23> 유리의 단위생산규모당 기술별 비용비교	60
<표 4-24> 비용효과 - 유리용해로에 대한 기술별 비용효과 비교	60
<표 4-25> 가스 사용 공정가열로의 탈질기술별 저감 효율	61
<표 4-26> 액체 연료 사용 가열로의 기술별 NO _x 저감효율	62
<표 4-27> 가열용량별 탈질기술의 효율 및 비용(1991\$)	64
<표 4-28> 자연순환식 가열로의 기술별 비용비교	66
<표 4-29> 강제 순환식 가열로의 저감기술 성능 및 비용(1991\$)	68
<표 4-30> 강제 순환식 가열로의 기술별 비용비교	69
<표 4-31> Watertube 보일러에 대한 연소조건 변경기술의 저감율	71
<표 4-32> Firetube 보일러에 대한 연소조건 변경기술별 저감율	72
<표 4-33> 산업용 보일러에 대한 배가스 처리기술별 저감율	72
<표 4-34> NO _x 제어기술의 비용 및 비용효과(1992\$)	74
<표 4-35> 기술별 달성 가능한 NO _x 저감율(도시쓰레기 소각로)	77
<표 4-36> 도시 쓰레기 소각로에 적용되는 탈질기술별 비용비교	78

<표 5-1> 비용 추정방법 비교	81
<표 5-2> 비용추정에 사용된 단가	81
<표 5-3> 연료별 배가스량 산정 방법	82
<표 5-4> SCR 비용 추정시에 사용된 인자의 값	83
<표 5-5> 비용추정에 사용된 미국의 SCR 설치단가	83
<표 5-6> 중유발전시설의 용량 및 특성	85
<표 5-7> 중유발전시설의 2001년 에너지 사용량	86
<표 5-8> 석탄 발전시설의 용량 및 특성	87
<표 5-9> 석탄 발전시설의 2001년 연료 사용량	89
<표 5-10> 가스 발전시설의 용량 및 특성	89
<표 5-11> 인천화력 #3, #4의 2001년 연료사용량	90
<표 5-12> 가스복합화력발전소의 2001년 연료 사용실적	91
<표 5-13> 화력발전소의 SCR 설치비용 및 NO _x 저감량 추정	92
<표 5-14> 시멘트 제조업에서 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 연료사용량 및 배가스량	94
<표 5-15> 시멘트공업의 SCR 투자비용 추정결과	94
<표 5-16> 1차 철강업에서 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 연료양과 배가스 추정량	96
<표 5-17> 1차 철강업의 SCR 투자비용 추정결과	97
<표 5-18> 유리 및 유리제품 제조업에서 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 연료양과 배가스 추정량	98
<표 5-19> 유리 및 유리제품 제조업에서의 SCR 설치비용 추정결과	99
<표 5-20> 정유산업에서 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 연료량과 배가스 추정량	100
<표 5-21> 정유산업의 SCR 투자비용 추정결과	101
<표 5-22> 시설 규모별 폐기물 소각처리 현황	102
 <부표 2-1> Plate type 촉매와 Honeycomb type 촉매의 비교	115
<부표 2-2> NSCL사 촉매의 판매실적	118

<부표 2-3> NSCL 촉매와 다른 촉매와의 물성비교	118
<부표 2-4> Plate type과 Honeycomb type 촉매의 비교	121

그 립 차 례

<그림 3-1> 저 NO _x 버너의 원리	19
<그림 3-2> SCR 반응공정의 개략도	21
<그림 3-3> 습식 동시처리 공정 (Wet FGD/metal chelate process)	22
<그림 3-4> 저온 플라즈마 탈황/탈질 기술의 개요	23
<그림 4-1> 산업용 보일러 용량별 NO _x 저감기술 비용효과	75
<그림 4-2> 산업용 보일러 용량별 NO _x 저감기술 자본비용	75
<그림 4-3> 산업용 보일러 용량별 NO _x 저감기술 연간비용	76
<그림 4-4> NO _x 저감기술별 저감율	79
<그림 4-5> NO _x 저감기술별 비용효과	79

제1장. 서론

질소산화물(NOx)은 연소과정에서 어쩔 수 없이 생성되는 물질로서 에너지 연소나 가열로 등 산업공정 뿐만 아니라, 쓰레기 소각로 등 고온의 연소반응이 존재하는 모든 곳에서 배출된다. 발생된 질소산화물은 그 자체로서 인체에 유해할 뿐만 아니라 비에 흡수되어 산성비를 유발하며, 대기중에서 반응하여 오존, 미세 먼지 등 2차 오염 물질을 형성하여 환경문제를 유발시킨다. 그런데 질소산화물은 이산화탄소와 마찬가지로 화학적으로 상당히 안정된 물질이어서 처리가 용이하지 않은 특징이 있다.

최근 들어 오존 경보가 빈번히 발생하고 대기중의 질소산화물 농도가 꾸준한 증가 추세를 보임에 따라 정부는 질소산화물 배출 저감을 주요 중점추진과제로 삼고 여러 가지 대책을 마련하고 있다. 배출시설에 대한 배출허용기준을 강화하였고 배출부과금 부과 대상물질로 지정하는 방안을 논의 중에 있으며, 한편으로는 자동차 배출허용 기준 강화 등 자동차 관리를 엄격히 추진하고 있다. 그러나 질소산화물은 생성 메커니즘상 연소조건 개선방법으로는 저감에 한계가 있기 때문에 많은 경우 발생 후 처리 기술에 의존하게 된다. 질소산화물은 매우 안정된 화합물이기 때문에 이를 처리하기 위해서는 많은 에너지를 필요로 하거나 혹은 대용량의 설비를 필요로 하기 때문에 규제 강화시 사업장의 비용부담이 적지 않게 된다.¹⁾ 따라서 정부가 고려중인 질소산화물 배출부과금 부과나 수도권 특별대책의 사업장 총량규제 및 배출권 거래제의 도입이 예정대로 추진되기 위해서는 저감기술의 현황 및 비용에 대한 분석이 먼저 이루어져야 하지만, 아직까지 이에 대한 자료가 거의 없기 때문에 어려움을 겪고 있다. 예를 들어, 국내외 기술수준이 어느 정도에 이르렀는지를 파악함으로써 단계적인 감축 목표량을 합리적으로 설정할 수 있고, 비용분석 결과는 부과금 요율이나 배출권의 거래 가격이 어느 정도가 합당한지 추정하는데 사용될 수 있을 것이다.

1) 미국 환경청은 37개 주의 주 배출원에서 2003년까지 연간 200만톤의 질소산화물을 추가로 감축하는데 180~270억\$(1995년 기준)의 자본비용이 필요할 것으로 추정하였다.

이러한 배경에서 본 연구는 질소산화물 저감 정책이 본격적으로 시행되기에 앞서 국내의 저감기술의 수준과 소요 비용 추정 등 기초 자료를 확보하는데 목적을 두고 수행하였다. 주된 연구내용은 질소산화물 저감기술의 종류와 효율에 대한 조사, 국내 설치사례와 미국의 조사결과로부터 기술별 소요 비용 조사, 그리고 국내 주요 업종에 대한 질소산화물 저감시설 설치에 필요한 초기 투자비용 추정이다. 저감기술의 종류나 저감효율은 관련 기술보고서와 논문 등에서 부분적으로 발표되어 있는 것을 정리하고, 최근의 기술 현황 및 국내 설치현황 및 설치비용 사례는 국내 전문가의 자문과 설비 공급업체 또는 사업체 조사를 통해 파악하였으며, 설치비용은 국내 및 미국의 설치사례와 설비 공급업체의 설계치를 사용하여 추정하였다. 하지만 자료 획득의 한계와 설치사례가 드물었기 때문에 신뢰할만한 운전비용을 추정하지는 못하였다는 한계가 있다. 따라서 후속 연구가 필요할 것으로 생각된다.

본 연구는 다음과 같이 구성된다. 먼저 2장에서는 국내 질소산화물 오염도 현황 및 관리현황을 간단히 살펴보고 3장에서는 질소산화물 저감기술의 종류와 저감효율 등 기술을 분석하였다. 4장에서는 주요 저감기술에 대해 국내 설치사례와 비용, 미국의 배출시설별 효율 및 비용자료를 분석하였고, 이를 근거로 5장에서는 국내 주요 업종에 대하여 SCR 설치비용을 추정해 보았다. 마지막으로 6장에서는 위의 결과를 정리하고 연구수행과정에서 얻은 정책적 시사점을 기술하였다.

제2장. 질소산화물 배출현황 및 관리현황

1. 질소산화물과 관련된 대기오염도 추이

가. 질소산화물 오염도 추이

우리나라의 대기중 질소산화물(NO_x) 농도는 조금씩 증가하는 경향을 보이고 있다. 질소산화물은 고온의 조건에서 공기중의 질소와 산소 혹은 연료중의 질소와 공기중의 산소가 반응하여 발생되기 때문에, 대기중 질소산화물의 농도는 연료 연소량, 폐기물 소각량과 직접 비례한다. 연료의 연소는 산업활동에서 필요한 열원을 얻기 위한 목적과 자동차 운행을 목적으로 한 것이며, 폐기물 소각 역시 경제 활동에서 배출된 폐기물의 처리를 위한 것으로 경제성장과 직접적인 연관이 있다. 특히, 대도시의 경우 제한된 공간에서 밀집된 자동차의 운행으로 인하여 오염정도가 특히 심한 특징을 보인다.

전국 대기질 측정망 자료를 보면 국내 6개 도시의 대기중 질소산화물 농도가 꾸준히 증가하고 있음을 알 수 있다. 1998년을 전후하여 다소 감소하였지만 그 이후에는 다시 증가추세에 있는데, 이는 1998년의 GDP가 -5.8% 성장을 보인 후 다시 성장 추세로 돌아선 것과 관련이 깊다. 한편 6개 대도시중에서도 유난히 서울의 농도가 가장 높게 나타나는 것은 인구와 자동차가 밀집하여 있기 때문인데, 2000년을 기준으로 보면 서울의 연평균농도가 기타 5개 도시의 평균농도보다 약 50% 높게 나타나고 있다. 한편, 24시간 단기기준 초과회수가 서울과 경기도를 중심으로 1999년 이후 크게 증가하는 추세를 보인다.

<표 2-1> 주요 도시의 연도별 NOx 농도

(단위 : ppm)

시·도 연도	서 울	부 산	대 구	인 천	광 주	울 산
'84	0.029	0.030	0.072	0.014	-	0.033
'88	0.033	0.019	0.023	0.032	0.014	0.026
'90	0.030	0.019	0.018	0.021	0.014	0.022
'92	0.031	0.023	0.030	0.034	0.012	0.026
'94	0.032	0.024	0.023	0.029	0.022	0.026
'96	0.033	0.031	0.027	0.028	0.021	0.023
'97	0.032	0.028	0.024	0.026	0.021	0.023
'98	0.030	0.024	0.027	0.026	0.016	0.019
'99	0.032	0.019	0.027	0.028	0.021	0.021
2000	0.035	0.024	0.029	0.024	0.020	0.020

자료: 환경부, 각 연도, 「환경백서」

<표 2-2> 환경기준 초과횟수

	NO ₂ (24시간)			
	'97	'98	'99	'00
서울	39	3	38	40
인천	0	2	1	1
경기	4	0	41	32
부산	1	0	0	0

자료: 환경부, 2002, 「수도권대기질 개선 특별대책-공청회자료」

나. 오존오염도 추이

오존은 강한 햇빛 등 적절한 기상조건에서 질소산화물과 탄화수소가 반응하여 생성되는 2차 오염물질로써 국내 대기중 농도가 증가 추세에 있다. 오존은 특히 단기농도가 중요한데, 단기기준(0.1ppm/시간) 초과회수가 해마다 꾸준히 증가하고 있어 하절기 주요 환경문제로 부각되고 있다. 단기기준 초과회수를 살펴보면 1996년 49개 측

정소에서 343회, 1997년에는 68개소에서 511회, 1998년에는 74개소에서 532회, 1999년에는 89개소 728회, 그리고 2000년에는 85개소에서 829회를 초과하였고, 전국 측정소의 환경기준 달성률 또한 1998년 63%에서 1999년 57%, 2000년 49%로 감소하고 있어 오존오염의 광역화가 진행되고 있는 것으로 판단된다.

<표 2-3> 주요 도시의 연도별 오존 오염도

(단위 : ppm)

연도 \ 도시	서울	부산	대구	인천	광주	울산
'90	0.009	0.017	0.008	0.008	0.010	0.013
'92	0.014	0.015	0.013	0.016	0.017	0.013
'94	0.014	0.014	0.015	0.014	0.015	0.014
'96	0.015	0.020	0.015	0.011	0.017	0.015
'97	0.016	0.019	0.015	0.016	0.021	0.015
'98	0.017	0.022	0.017	0.016	0.022	0.017
'99	0.016	0.022	0.017	0.018	0.018	0.018
2000	0.017	0.022	0.019	0.019	0.017	0.021

자료: 환경부, 각 년도, 「환경백서」

<표 2-4> 연도별 오존환경기준달성 측정소 비율

평균시간	1998년		1999년		2000년	
	측정소수	환경기준 달성율(%)	측정소수	환경기준 달성율(%)	측정소수	환경기준 달성율(%)
8시간	128	57.0	136	35.3	144	37.5
1시간		63.3		56.6		49.3

자료: 환경부, 2001, 「대기환경연보」

다. 산성우

깨끗한 대기라고 하더라도 공기중에는 이산화탄소를 비롯한 산성가스가 존재하기

때문에 비는 약한 산성을 보이며 이때 pH는 5.0~5.6 정도이다. 그러나 인위적으로 생성된 질소산화물과 황산화물 등이 대기중에 배출되면 이들 물질이 비에 흡수되어 pH가 낮아지게 되며, 이로 인하여 삼림의 황폐나 철구조물의 부식 등 피해를 초래하게 된다. 국내의 경우 비의 pH는 그리 높은 편이 아니지만 pH가 계속 떨어지고 있어 문제가 되고 있는데, 저황유 공급정책 등으로 황산화물의 대기농도가 감소추세에 있다는 사실을 감안하면 현재 비의 산성화는 질소산화물의 영향이 클 것으로 이해할 수 있다. 도시별로는 인구와 자동차가 밀집해 있는 서울과 인천, 그리고 부산, 대규모 석유화학단지가 있는 울산 지역의 산도가 낮게 나타나고 있다.

<표 2-5> 주요 도시의 연도별 강우중 산도

(단위 : pH)

연도 도시	'90	'92	'94	'96	'98	'99	2000
서울	5.0	5.3	5.4	5.7	4.9	5.0	4.8
부산	5.2	5.2	5.3	5.2	4.7	4.8	4.9
대구	5.7	5.6	5.6	5.6	5.4	5.6	5.8
인천	5.9	6.2	6.0	5.9	4.4	4.6	5.0
광주	5.5	5.7	5.8	5.9	4.8	5.2	5.2
울산	5.6	5.5	5.3	5.6	4.9	5.0	5.0

주: 1997년까지는 산술평균, 1998년 이후는 가중평균값임

자료: 환경부, 각 년도, 「환경백서」

2. 질소산화물 배출 현황

가. 배출량 현황

현재 국내의 대기오염물질 배출량은 자동차와 기타 배출원을 구분하여 추정하고

있다. 자동차의 경우 차종별 주행거리를 배출량의 근거로 하고 기타의 경우에는 에너지 사용량을 근거로 에너지 종류와 사용용도에 따라 구분된 배출계수를 적용하여 계산한다. 1999년 현재 국내 대기오염물질 배출총량은 3,709,190톤인데 이중 질소산화물은 전체의 30.6%인 1,135,503톤이다. 1991년~1999년 기간동안 연평균 3.7%의 증가율을 나타내었으며 발생원별로는 난방부문이 12.0%로 가장 큰 증가율을 보였고 다음이 산업부문으로 7.5%의 증가율을 나타내었다. 자동차의 경우에는 연평균증가율보다 다소 낮은 3.1%의 증가율을 보이고 있어 총량 측면에서는 이동오염원이, 증가율 측면에서는 난방부문과 산업부문의 배출억제가 필요함을 알 수 있다.

<표 2-6> 발생원별 NOx 배출량

(단위 : 톤/년)

	계 Total	이동오염원 Mobile Sources	고 정 오 염 원 Stationary Sources			
			소 계 Sub-Total	발 전 Power Generation	산 업 Industry	난 방 Heating
1991	878,389	446,121	432,268	152,139	221,582	58,547
1992	1,067,001	566,201	500,800	201,724	234,083	64,993
1993	1,186,697	644,813	541,884	190,975	288,715	62,194
1994	1,191,533	673,718	517,815	129,086	329,733	58,996
1995	1,152,765	606,499	546,266	136,977	344,683	64,606
1996	1,257,993	616,152	641,841	191,225	380,568	70,048
1997	1,278,348	622,712	655,636	203,311	378,050	74,275
1998	1,083,774	510,927	572,847	166,910	352,458	53,479
1999	1,135,503	557,220	578,283	108,696	354,793	114,794
연평균 증가율(%)	3.7	3.1	4.2	-3.6	7.5	12.0

주: 1999년 난방부문의 급격한 증가와 발전부문의 감소는 1999년부터 적용한 배출계수의 증감이 그 원인임.

자료: 국립환경연구원, 2000, 「대기오염물질배출량조사(1999)」

나. 배출량 전망

질소산화물은 에너지 사용량이 증가함에 따라 같이 증가하게 된다. 정확한 전망을 위해서는 먼저 종류별, 부문별 에너지 수요 전망이 필요하나 현재 이용할 수 있는 자료가 없어 여기서는 <표 2-6>의 연평균 증가율을 곱하여 2005년과 2010년의 배출량을 전망하였다. 그 결과 지난 8년간의 증가율이 유지된다고 가정하였을 때 2005년에는 1,387,585톤이, 2010년에는 1,587,653톤이 배출될 것으로 보인다.

<표 2-7> NOx 배출량 전망

(단위: 톤)

	1999	2005	2010
총 계	1,135,503	1,387,585	1,587,653

주: 1999년은 배출실적이고 2005년과 2010년은 추정치임

3. 사업장 질소산화물 관리정책 현황

가. 배출허용기준 강화

질소산화물 배출 억제를 위한 정부의 주요 관리정책은 배출시설을 지정하고 이들 시설에서 적용되는 배출허용기준을 준수하도록 요구하는 것이다. 대기환경보전법 시행규칙 제2조는 질소산화물을 대기오염물질로 규정하고 있고 법 제8조 및 시행규칙 제12조는 배출시설별로 허용기준을 정하고 있다. 배출허용기준은 시설 종류 및 규모, 사용연료의 종류에 따라 최종 배가스 중 허용되는 질소산화물 농도를 의미하는데, 정부는 2005년부터 적용될 강화된 허용기준을 공표한 바 있다(대기환경보전법; 2000년 10월 개정). 개정된 법이 제시하고 있는 기준의 특징은 배출시설에 대한 전반적인 기

준 강화와 함께 신규시설과 기존시설에 적용되는 허용기준의 차등²⁾, 배출시설 규모별 적용기준의 차등, 사용연료 종류별 기준의 차등이라고 할 수 있다. <표 2-8>은 개정된 배출허용기준의 한 예인데, 발전시설의 경우 액체연료 사용시설은 법 기준이 크게 강화되면서도 신규시설과 기존시설의 차이를 인정하고 있으며, 기체연료 사용시설은 다른 연료 사용시설보다 엄격한 기준이 적용되도록 하고 있다. 이는 기체연료가 열량에 비하여 질소산화물 배출량이 다른 종류의 연료(석탄이나 기름)보다 적게 배출된다는 사실과, 점차 증가하고 있는 기체연료 사용량 추세에 대응하기 위한 적절한 조치라고 생각된다. 소각로의 경우에도 배출 기준이 상당히 엄격해졌는데, 현재는 소각로 규모와는 상관없이 200ppm이 적용되고 있지만 2005년부터 2톤/일 규모 이상의 소각로는 80ppm으로 나머지는 150ppm으로 강화된다.

하지만, 동 법률 규칙별표3은 가스류나 경질류를 간접 가열하는 연소시설에 대해서는 배출시설에서 제외하고 있어 다른 배출시설과의 형평성에 문제가 있어 보인다. 이 조항은 질소산화물이 주요 관리대상 오염물질이 아니었던 시절에 다른 오염물질의 배출 저감을 위해 청정연료의 사용을 권장하는 차원에서 마련된 것이나, 질소산화물의 관리가 중요해진 지금의 시점에서는 이들 시설도 당연히 관리대상에 포함되어야 할 것으로 판단된다.

2) 신규시설은 보다 엄격한 기준이 적용된다. 이는 기술 발전과 설치의 용이성 등을 감안한 것으로 합리적인 규제 방법이라고 평가된다.

<표 2-8> 배출시설의 NOx 배출허용기준(예)

배출시설	적용기간 및 배출허용기준	
	2004년12월31일까지	2005년1월1일 이후
나. 발전시설		
(1) 액체연료사용시설		
(가) 발전용내연기관	950(13)ppm이하	
1) 가스터빈		250(13)ppm이하
가) 기존시설		70(13)ppm이하
나) 신규시설		
2) 디젤기관		600(13)ppm이하
가) 기존시설		300(13)ppm이하
나) 신규시설		
(나) 기타 발전시설	250(4)ppm이하	
1) 설비용량 100MW 이상		
가) 기존시설		250(4)ppm이하
나) 신규시설		70(4)ppm이하
2) 설비용량 100MW 미만		
가) 기존시설		250(4)ppm이하
나) 신규시설		70(4)ppm이하
(2) 고체연료사용시설	350(6)ppm이하	
(가) 기존시설		
1) 1989년 12월 31일 이전에 설치된 시설		350(6)ppm이하
2) 1990년 1월 1일 이후 설 치된 시설		150(6)ppm이하
(나) 신규시설		80(6)ppm이하
(3) 기체연료사용시설		
(가) 발전용 내연기관	500(13)ppm이하	
1) 기존시설		150(13)ppm이하
2) 신규시설		50(13)ppm이하
(나) 기타 발전시설	400ppm이하	
1) 기존시설		150(4)ppm이하
2) 신규시설		50(4)ppm이하

자료: 대기환경보전법

나. 굴뚝 자동측정망(TMS)의 구축

사업자가 법으로 정한 허용기준을 준수하고 있는지 여부를 확인하고 배출부과금 부과 및 대기정책의 수립자료로 활용하기 위하여 배가스 굴뚝에 자동측정망을 의무적으로 설치하도록 하고 있다. 사업장에서 측정된 모든 대기오염 측정 데이터는 환경관리공단의 4개 권역관리센터 및 통합관리센터에 전송되어 실시간으로 오염물질 배출 현황이 파악되어, 사업장 관리의 획기적인 전기가 마련되었다고 평가된다. 2003년까지는 전국의 1종 사업장에 TMS가 설치될 예정인데, 측정자료는 사업장 감시뿐만 아니라 배출부과금 부과 및 총량관리의 기초 자료로 활용할 계획으로 있다. 2001년 현재 측정기기 설치대상 약 880개소 중 652개소에서 설치(약 74%)가 완료되었다.

<표 2-9> 굴뚝 TMS 추진계획

구 분		2001년까지	2003년까지	2005년까지
특별대책지역	1~3종 사업장	○		
대기환경 규제지역	1종 사업장	○		
	2·3종 사업장		○	
상기 이외의 지역	1종 사업장		○	
	2·3종 사업장			○

다. 수도권대기보전특별대책

수도권 대기질 개선을 목적으로 하는 특별대책은 10개년(2003~2012년)의 기간동안 수도권 지역 중 서울시 및 인천시 전역, 경기도내 19개시 등 대기오염 물질의 확산·이동에 따라 상호 영향을 미치는 지역을 관리권역으로 하되 권역외의 대규모 점오염원(산업단지 포함) 중 수도권에 영향을 미치는 평택·당진·보령·태안 화력발전소 및 평택 포승산업단지도 포함하는 계획으로 2002년부터 준비되고 있다. 특히 수

도권에는 오존 및 미세먼지의 오염도가 문제가 되고 있어, 이러한 문제를 해결하기 위하여 질소산화물의 저감대책이 포함되어 있다.

관리대상지역에서의 NO_x 배출량은 322,648톤에 달하는데(2000년), <표 2-10>에서 보는 바와 같이 지역별로는 서울·경기지역의 배출량이 대부분을 차지(약 70%)하며, 배출원별로는 자동차로 인한 배출량이 전체의 50%를 초과하고 산업 및 난방, 발전부문이 31.2%를 차지하고 있다.

<표 2-10> 지역 및 배출원 별 NO_x 배출량 현황

(단위 : 톤, ()는 %)

지 역	서울		인천	경기		특별관리대상 (발전소 등)	계
NO _x 배출량	118,930 (37)		51,511 (16)	119,556 (37)		32,651 (10)	322,648 (100)
배출원	도로	비도로	산업	상업/난방	발전	유리용제	기타
NO _x 배출량	171,774 (53.2)	43,370 (13.4)	15,330 (4.8)	34,351 (10.6)	51,045 (15.8)	-	6,779 (2.1)

자료: 환경부, 2002, 「수도권 대기질 개선 특별대책(시안)」

특별 대책에 포함된 사업장 질소산화물 관리대책은 배출부과금 부과와 총량규제 및 배출권거래제도의 실시로 요약된다. 특히, 여기에는 이제까지 배출시설에 포함되지 않았던 청정연료 사용시설도 관리 대상에 포함된다. 총량규제는 2004년부터 시범사업을 거쳐 2005년 이후 단계적으로 확대 실시할 계획인데, 이렇게 되면 기존 시설의 교체·폐쇄를 통해 삭감된 배출량 범위내에서 시설의 신·증설이 허용되므로 노후시설의 교체 및 탈질설비의 도입이 이루어질 것으로 전망된다.

또한 중앙난방 및 개별난방에 비해 에너지 효율이 높은 지역난방의 보급확대를 추진하고 소형소각시설의 지역내 설치를 제한하며 기존 시설에 대해서는 배출허용기준을 강화할 계획이다.

라. 청정연료보급

황산화물과 먼지의 배출저감을 위해 추진된 청정연료보급정책은 결과적으로 질소산화물의 배출도 억제한 것으로 판단된다. 예를 들면 9,900kcal의 열량을 얻기 위해서 중유는 1L가 필요하고 유연탄은 1.5kg, 천연가스는 0.762kg이 필요하다. 이를 국립환경연구원의 연료별 배출계수를 발전부문에 대하여 적용해 보면 중유는 0.00587kg, 유연탄은 0.00404kg, 천연가스는 0.0016kg의 질소산화물이 배출된다. 따라서 중유나 유연탄을 천연가스로 대체 공급할 경우 결과적으로 질소산화물의 배출도 억제할 수 있게 된다. 한편, 1999년 국립환경연구원의 연료별 질소산화물 배출계수 조사결과는 산업용일 경우 중유 1.0%와 0.5%가 각각 5.79kg/kℓ와 5.21kg/kℓ로 나타나 저황유 공급 시 질소산화물도 감소하는 것으로 해석된다.

마. 배출부과금 제도

배출부과금제도는 오염물질에 의해 발생하는 사회적 비용을 오염원인자가 부담하게 하여 자발적인 배출저감을 유도하기 위한 대표적인 경제적 유인제도로써 기본부과금과 초과부과금으로 이원화되어 운영되고 있다. 기본부과금 대상 물질은 먼지와 SOx 2종류이며, 초과부과금 대상물질은 암모니아 등 10종이다. 따라서 질소산화물은 배출부과금 대상 물질에서 제외되어 있는 실정이다. 하지만, 오존과 미세먼지, 질소산화물의 관리가 중요해지는 현실에 비추어 질소산화물을 기본부과금 대상에 포함하여야 한다는 의견이 제기되어, 현재 정부는 이를 반영할 수 있도록 제도를 수정하고 있다. 이에 따라 질소산화물도 부과금 대상물질에 포함될 전망이다.

<표 2-11> 배출부과금제도의 개요

	기본부과금	초과부과금
대상물질	먼지, 황산화물	먼지, 황산화물 포함 10종
대상시설	1, 2종 전 사업장과 특별대책지역내 3종 사업장 2000년 이후 전사업장 (5종사업장은 2004년까지 면제)	1~5종 전사업장
부과기준	배출허용기준이내	배출허용기준 초과
요율체계	기본요율 농도별 할인계수 적용 지역별 부과계수	초과농도별 부과계수 지역별 부과계수 위반횟수별 부과계수
면제기준	있음	없음

자료: 환경부 내부자료

제3장. 질소산화물 저감기술 개요 및 기술성능평가

1. 발생 메카니즘

질소산화물(NO_x)은 출발물질로부터 전환되는 형태에 따라 Thermal NO_x , Prompt NO_x , Fuel NO_x 로 구분할 수 있다. 일반 연료유 연소과정에서 Fuel NO_x 는 약 30% 전후로 구성되고 70% 정도는 모두 공기중의 N_2 가 반응된 Thermal NO_x 이다.

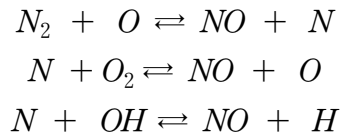
가. Fuel NO_x

Fuel NO_x 는 연료 중에 탄화수소 화합물로 결합되어 있는 질소가 고온 분위기 하에서 산화되어 생성된 형태를 말한다. 연료 내에 함유되어 있는 질소성분이 연소영역으로 유입되기 전에 열분해를 통해서 NH_3 , HCN , CN 과 같은 저분자량의 질소화합물로 변하고 이들 물질이 산소와 반응하여 NO_x 를 생성시키는 것으로 알려져 있으나 아직도 완전한 반응기구는 알려져 있지 않다. Fuel NO_x 의 생성량은 연소시 산소농도, 연료중의 질소함량, 휘발성분의 함량, 온도에 따라서 영향을 받는다. 화석연료 중 상대적으로 높은 질소함유량을 갖는 석탄은 연소로에서 배출되는 총 질소산화물 중에 Fuel NO_x 의 비중이 가장 큰 것으로 보고되고 있다.

나. Thermal NO_x

Thermal NO_x 는 연소과정에서 분자 또는 원자상태의 질소가 산소(분자/원자상태의 산소 또는 수산기)에 의해 산화되어 생성되는 것으로, 일련의 반응과정은 높은 활성화 에너지로 인해 반응온도에 따른 지배를 받게 되어 1300°C 이상에서 Thermal

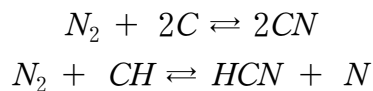
NOx의 생성이 급격히 증가하게 된다. Thermal NOx는 일반 연소로에서 1300℃ 이상의 고온영역이 많을수록, 고온영역에서의 체류시간이 길수록, 공기비가 높을수록 많이 발생한다. 이러한 반응은 연구한 사람의 이름을 따서 Zeldovich 반응기구라고 하며 반응식은 다음과 같다.



위 식에서 처음 두 반응은 과잉공기 조건에서 일어나는 반응식이고, 마지막 반응은 연료에 비해 산소가 희박할 때 일어나는 반응식이다.

다. Prompt NOx

Prompt NOx는 화염면 근처에서 반응초기에 Zeldovich 반응기구를 따르지 않고 Fenimore에 의해 제시된 또 다른 NO 생성기구에 의해서 생성된다. 즉 화염면에서 생성된 탄화수소 라디칼(radical)과 질소가 반응하여 생성된 HCN, CN 등의 중간체이다. 이는 연료 농후영역에서 생성률이 최대가 되며 이후 산화되어 NO로 전환된다. 생성기구는 다음과 같다.



Thermal NOx의 생성에 있어 온도의 영향이 지배적인 반면 Prompt NOx는 온도의 영향보다는 탄화수소 라디칼과 질소의 농도에 비례하여 생성되며, 또한 연소공기 중의 산소 농도에 의해 영향을 받지만 실제 연소장치에서 화염면 영역은 화염후류 영역

에 비해 작은 영역이기 때문에 Thermal NOx나 Fuel NOx에 비해 중요하지 않게 취급된다.

2. 저감 기술개요

질소산화물의 저감기술은 발생 메카니즘에 따라 구분된다. 먼저 Fuel NOx의 경우에는 연료에 포함된 질소 성분이 원인이므로 질소 함유량이 낮은 연료로 전환하거나 연료 중 질소성분을 제거하는 방법을 고려할 수 있다. 그러나 연료중 질소성분을 제거하기 위해서는 막대한 설비와 비용이 필요하고, 그럼에도 Thermal NOx를 억제하지는 못하기 때문에 현재로서는 활용되지 않고 있다. 다음은 연소과정의 온도 및 산소농도를 제어함으로써 발생량을 억제하는 방법이 있는데, 로내 체류시간과 연소온도 등의 연소조건 조절, 재연소 및 다단계 연소 등의 연소방법의 개선 등이 사용된다. 이와 관련된 기술로는 저 NOx 버너, 단계적 연소, 배가스 재순환 등의 기술이 대표적이다. 이들 기술의 핵심은 화염의 온도를 낮추거나 산소농도를 낮추는 것이다. 마지막으로, 발생된 질소산화물을 최종 처리하는 후처리 기술로써 촉매 및 비촉매 기술이 있으며 현재로는 가장 제거효율이 높은 방법이다. 각각의 질소산화물 저감기술에 대하여 살펴보면 다음과 같다.

가. 연소조건 변경기술

1) 저과잉공기 연소(Low Excess Air Firing: LEA) 기술

공기와 연료의 혼합과 적절한 연소상태를 유지하기 위하여 필요한 공기량 보다 10~30%를 과잉으로 주입하게 되는데, 이 과잉공기량을 적게 주입하여 연소영역의 산소농도와 화염온도를 낮춤으로써 질소산화물의 발생을 억제하는 기술이다. 적용이 용이하고 비용도 저렴하지만 저감효율이 10~25% 정도로 낮아 단독으로 사용되기 보다는 저 NOx 버너와 함께 사용되는 경우가 많다.

2) BOOS(Burners out of Services) 기술

이 기술은 공기를 단계적으로 공급하는 방법의 일종으로 특정 버너에 연료공급을 중단시키고 공기만 주입하게 하고 나머지 버너에는 연료 농후 영역에서 운전하여 산소농도와 화염온도를 낮추는 방법이다. 장치투자비가 필요 없지만 저감효율은 비교적 낮다.

3) Over Fire Air(OFA) 연소기술

OFA(Over Fire Air) 기술은 주로 보일러에 적용하는 단계적 공기주입 연소기술로서 연소영역에 공급되는 공기량을 줄여 고온의 화염영역에 환원성 분위기를 만들어 NO_x 발생을 억제한 후, 로의 상부(저온영역)에서 필요한 공기를 충분히 공급하여 완전연소가 이루어지도록 하는 방법이다. 보통 10~20%의 저감효율을 얻을 수 있고 특히 석탄연소시 높은 효율을 보인다. 그러나 연소효율의 저하, 석탄 연소시 Slagging 현상 발생 등의 문제가 있다. 한편 이 기술은 추가적인 2차 연소공간이 필요하므로 기존 보일러보다는 신설 보일러에 적합하다.

4) 배가스 재순환(Flue Gas Recirculation : FGR) 기술

FGR은 배가스의 일부를 연소영역으로 재순환시켜 NO_x 발생을 저감하는 기술이며 보통 10~25% 정도의 저감효율을 보인다. 재순환 되는 배가스량은 보통 전체 연소공기량의 10~15%인데, 배가스를 재순환 함으로써 연소영역의 온도와 산소농도를 낮추어 NO_x의 발생을 억제한다. 그렇지만 화염온도의 저하에 따라 Fuel NO_x의 저감에는 효과가 극히 낮기 때문에 LNG나 등유와 같이 질소성분이 낮은 연료의 연소시에 효과적으로 사용할 수 있다.

5) 가스 재연소(Gas Reburn) 기술

화염영역의 공기비를 이론 공기비인 1.0에 가까이 맞추고 그 후단에 연소성이 좋은 가스 연료를 공급하여 환원분위기를 유지하여 NO_x를 저감하는 기술이다. 저감효율

은 50%까지도 가능하고 시설이 간단하여 시설비는 적게들지만 재연소를 위한 공간이 확보되어야 하며 가스 비용이 높은 것이 단점이다.

5) 저 NO_x 버너(Low NO_x Burner : LNB)

저 NO_x 버너기술은 가장 대표적인 저 NO_x 연소기술인데, 고온 연소영역에서 공기비를 낮추어 NO_x를 환원 저감한 후 저온의 연소영역에서 적정 공기비를 유지하며 완전 연소를 이루도록 단계적으로 연료 및 공기를 주입하는 연소방법이다. 따라서 연소용 공기를 로내로 분할 공급하여 고온 영역을 최소화하고 특히 최종 연소영역의 연소온도를 낮추어 주는 구조와 운전조건을 필요로 하게된다.

<그림 3-1> 저 NO_x 버너의 원리

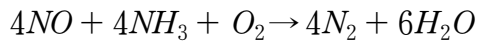
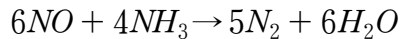
저 NO_x 버너는 사용 연료의 종류와 개발 업체에 따라 성능은 매우 다양하다. 보통 30~40% 정도의 저감효율을 보이지만, 50~60% 정도의 효율도 보고되어 있다.³⁾

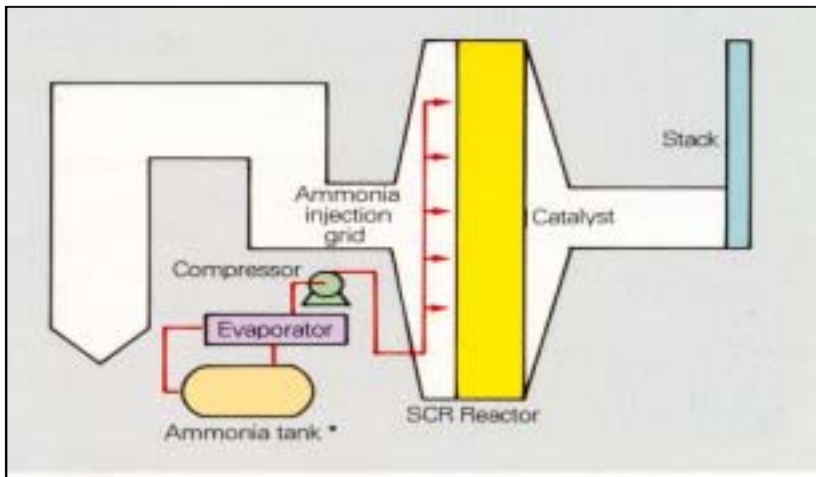
3) 미국의 보일러 제조업체인 Foster Wheeler에서 개발한 저 NO_x 버너는 효율이 50~60%에 이르며 OFA와 병행하여 사용할 경우 75% 까지 저감이 가능하다고 발표되었다.

나. 배가스 처리기술

1) 선택적 촉매 환원(Selective Catalytic Reduction : SCR) 기술

SCR은 촉매를 사용하여 NO_x를 환원하는 대표적인 배연탈질 기술이다. 환원제로는 암모니아나 Urea를 사용하며 반응결과 NO_x는 질소와 수증기로 환원된다. 이 기술은 다른 기술에 비하여 저감효율이 70~90%로 탈질기술 중 가장 높아 상업용 설비로서 널리 사용되고 있다. 장치는 크게 암모니아 주입부와 촉매 반응기 그리고 배가스용의 Duct 등으로 구성되며 촉매 반응기는 보통 세라믹 하니컴 형태의 촉매층으로 이루어진다(<그림 3-2>). 촉매의 종류는 금속산화물계, Zeolite계, 알칼리토금속계, 희토류계 촉매 등이 있으며 TiO₂, WO₃, V₂O₅, MoO₃ 등이 주로 사용된다. 하지만 SCR은 초기 투자비가 많고 넓은 설치공간을 필요로 하는 단점이 있다. 촉매 반응온도는 대부분 300~400℃ 이며 이 이상의 온도에서는 촉매가 손상되고 효율도 떨어지기 때문에 배가스 온도의 유지가 중요하다. 또한 배가스중의 SO_x는 촉매독으로 작용하여 촉매의 수명을 단축시키고, 미반응된 암모니아와 반응하여 ammonium sulfate와 ammonium bisulfate를 형성하여 미세입자로 배출되기도 하므로 배가스 중의 SO_x 농도를 낮게 유지하여야 한다. 하지만, 기술의 진보로 일본에서는 가장 대표적인 탈질공정으로 인정받고 있다. 암모니아에 의한 질소산화물 환원반응의 대표적인 반응기구는 다음과 같다.

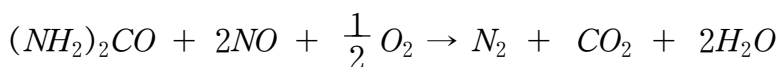
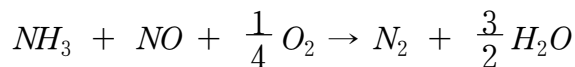




<그림 3-2> SCR 반응공정의 개략도

2) 선택적 비촉매 환원(Selective Non-Catalytic Reduction : SNCR) 기술

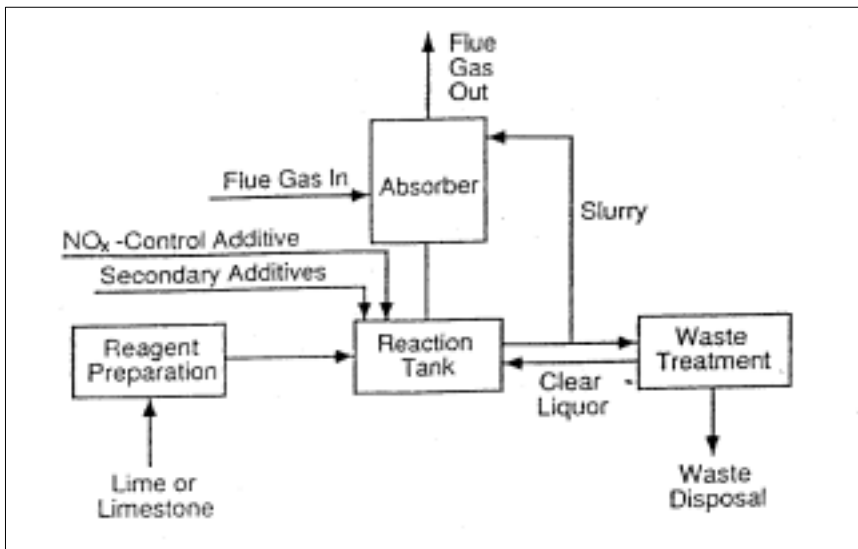
이 기술은 환원제를 사용하여 NO_x를 질소와 수증기로 환원하는 방법으로 SCR 기술과 다른 점은 촉매를 사용하지 않는다는 점이다. 반응에 필요한 온도는 850~1100℃로 촉매를 사용하지 않는 대신 고온의 배가스 조건이 필요하다. 공정은 환원제 저장탱크와 주입장치, 그리고 제어장치 등으로 구성된다. SNCR 반응에 영향을 주는 주요 변수는 환원제 주입량과 반응온도, 체류시간, 환원제와 연소가스의 혼합 정도이다. 이 중 반응온도는 저감효율과 미반응 암모니아 농도와 직접 관련 있기 때문에 매우 중요한데, 일반적으로 최적온도는 환원제가 암모니아일 때 870~1050℃, 요소 환원제일 경우에는 900~1100℃ 범위이다. 환원제로는 암모니아와 요소가 사용되며 반응식은 다음과 같다.



SNCR의 저감 효율은 SCR 보다 상대적으로 낮은 30~50% 정도이며, 암모늄 화합물의 형성 등의 단점이 있지만 설치가 용이하고 설치비가 저렴한 장점이 있다.

3) 습식 처리 기술

질소산화물 처리를 위한 습식 공정들은 기존의 습식 탈황공정에 NO_x 흡수제를 첨가하여 NO_x 처리기능을 부가한 경우가 대부분이다. 탈황용 흡수제인 석회나 석회석 슬러리, 아황산나트륨에 더하여 탈질을 위한 Fe(II)-EDTA(Ferrous Ethylene Di-amine Tetra Acetate), 요소와 메틸알코올을 사용하는 공정이 개발되어 있다. 습식 공정을 통과하고 나서 발생하는 생성물이 액상이나 슬러리 상태이면 습식으로, 생성물이 건조가 되어 입자상태로 배출되면 반건식으로 세분하기도 한다. <그림 3-3>은 대표적인 탈황/탈질 동시처리 습식공정의 개략도를 나타낸 것이다.

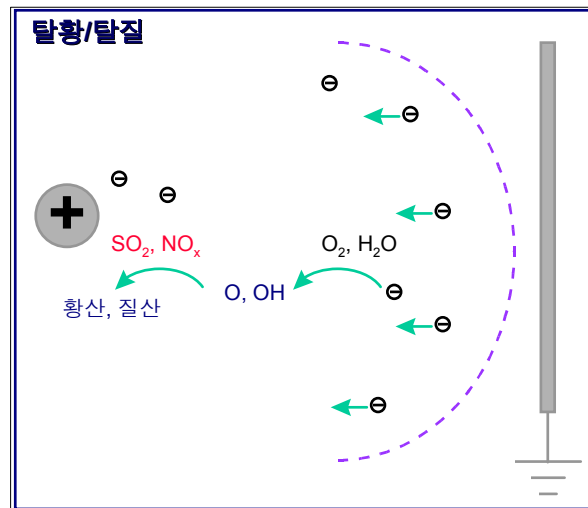


<그림 3-3> 습식 동시처리 공정 (Wet FGD/metal chelate process)

4) 기타 처리 기술

가) 플라즈마 이용기술

플라즈마를 이용한 기술은 1980년대 초 미국, 일본, 이탈리아 등에서 개발한 새로운 기술인데, 고전압 펄스(pulse)로 방전극에서 코로나(corona)를 발생시켜 배가스 중의 산소, 질소, 수분 및 암모니아 가스를 반응이 용이한 O, OH, H, N, NH₂ 등의 라디칼(radical)로 전환하여 아황산가스(SO₂) 및 일산화질소(NO)와 반응하도록 만드는 원리이다(<그림 3-4>). 반응결과 매우 작은 (NH₄)₂SO₄ 및 NH₄NO₃ 입자가 생성되고 이들 입자는 후단의 집진기에서 포집된다. 플라즈마 공정에서는 배가스의 온도가 저감효율에 가장 크게 영향을 미치는데, 상온에서는 90% 이상의 효율을 보이지만 배가스 온도가 높으면 효율이 급격히 저하된다.



<그림 3-4> 저온 플라즈마 탈황/탈질 기술의 개요

일본 통상산업부는 기존의 습식탈황/SCR 결합공정, 전자빔 공정, 플라즈마 공정을 비교한 결과 플라즈마 공정이 기술적, 경제적 측면에서 가장 우수하다고 결론을 내린

바 있다. 따라서 플라스마 기술은 차세대 핵심 탈질기술로 전문가들은 인식하고 있다. 하지만 탈질효율이 SCR에 비해 낮고 대규모의 상업 플랜트가 가동된 적이 없다는 점이 단점으로 지적된다. 현재 국내에서는 상업화된 사례가 없고 일부 산업체에서 파일롯 시범중에 있다.

나) 활성탄 흡착기술

흡착은 가스 분리를 목적으로 사용되는 매우 일반적인 기술이다. 유동상 활성탄에 암모니아를 주입하여 탈질을 이루는데, 사용한 활성탄은 400℃에서 질소로 재생 처리하게 된다. 탈질효율은 40%~80% 정도이며, 장치 비용이 비싸기 때문에 보통 다이옥신이나 탈황이 동시에 필요한 곳에 적용한다. 독일의 연구기관인 BF(Bergbau Forschung)에서 처음 개발되었고 일본 Mitsui 광산회사 등에서 사용하고 있다.

3. 기술 성능 평가

가. 연소조건 변경기술

1) 저감효율 및 적용성 평가

연소조건 변경기술은 NO_x 발생을 처음부터 억제하는 기술로서 이는 NO_x 발생 원리를 이용하는 데서 출발한다. 즉, 연소영역에서의 화염 온도와 산소농도를 낮추거나 로내 체류시간을 짧게 하여 질소의 산화반응을 억제하는 것이다. 이러한 방식은 결국 연소조건을 변화시키기 때문에 배가스처리 기술과는 달리 열효율의 문제 혹은 화염 온도분포 변화에 따른 생산품의 품질변화 등의 문제를 야기할 수도 있다. 따라서 모든 연소조건 변경기술을 검토할 때는 이러한 문제점을 세심하게 살피고 공정의 구체적인 특성을 감안하여 결정해야 할 것이다. 하지만 여기서는 저감효율과 공정 적용성의 관점에서 중요한 몇 가지 항목 등에 대하여 살펴본다.

가) 저과잉공기(LEA) 연소기술

- NO_x 저감효율
 - 일반적으로 효율은 높지 않음. 보통 25% 미만. 도시쓰레기 소각로의 경우 29% 까지 보고됨
- 적용가능 시설
 - 모든 종류의 연료 연소에 적용가능
 - 기존시설 및 신규시설 모두 적용 가능하지만, 석유정제를 위한 가열로의 경우에는 제품 생산조건 변화에 따른 적정공기유량 제어가 필수적이기 때문에 기존시설에의 적용이 제한 받을 수 있음
 - 자연 배기형(Natural Draft) 버너시설에는 적용이 어려움
- 연소 상태
 - 화염의 안정성이 저하될 우려가 있음. 연소조건을 잘 맞추지 않으면 CO와 탄소 soot 발생
- 연료 소모량
 - 연료 소모량이 1~3% 저감되어 경제적
- 비용
 - 비용증가요인 없음

나) BOOS 연소기술

- NO_x 저감효율
 - 보통 30~60%의 효율을 보임. 가스 보일러의 경우 35~55%, 기름 보일러의 경우 35~45%의 효율을 나타냄. 제철소 billet 재가열로는 43% 저감효율이 보고됨
- 적용가능 시설
 - 모든 종류의 연료 연소에 적용 가능
 - 발전 보일러의 경우에는 주로 기름/가스 연료 사용시설에 대해 적용
 - 기존시설은 버너가 다수 설치된 시설에 대해서 적용가능

- 용량이 큰 규모의 시설에 적합
- 연소 상태
 - 기존 설비의 개조시에는 화염의 안정성 문제 발생. CO 발생 가능성이 있으며, 이를 억제하기 위해서는 많은 양의 공기가 필요
- 연료 소모량
 - 연료소모량 증가요인 없지만, 보일러 효율은 다소 감소
- 비용
 - 최소한의 비용. 특별히 요구되는 장치구입 없음

다) OFA 연소기술

- NOx 저감효율
 - 보통 30~60%의 효율을 보임
- 적용가능 시설
 - 모든 종류의 연료 연소에 적용가능
 - 기존시설에도 적용 가능하지만, 일정 크기 이상의 로가 필요
 - 송풍기 용량 등의 문제로 일부 시설교체가 필요하여 비용발생
 - 대형 시설에 유리
 - 원심분리형 보일러나 Slagging형 보일러에는 적용불가
 - 가스/기름을 사용하는 firetube형 보일러에는 적용불가
- 연소 상태
 - 로의 공간이 부족한 기존 설비의 개조시에는 heat pattern의 변화가 발생하고 CO나 Soot 발생 가능. 황함유량이 높은 연료의 연소시에는 부식문제 발생
- 연료 소모량
 - 연료소모량 증가요인 없지만, 보일러 효율은 다소 감소
- 비용
 - 운전비용은 매우 적으나 시설교체 비용 발생

라) 배가스 재순환(FGR) 기술

- NOx 저감효율
 - 보통 40~80%의 효율을 보임
- 적용가능 시설
 - 가스 연료나 증류된 기름 연료 즉, 저 질소함량의 연료 사용 시설에 적용
 - 기존시설에도 적용 가능하지만 설치공간이 필요
- 연소 상태
 - 로내 열분포가 변화되고 열 효율이 떨어짐. 로의 압력이 강해지고 화염의 안정성에 문제 발생 가능
- 연료 소모량
 - 1~3% 정도의 연료사용량 증가
- 비용
 - 비교적 저렴한 투자비와 운영비 필요

마) 가스 재연소(Gas Reburn)기술

- NOx 저감효율
 - 50% 까지 보고됨
- 적용가능 시설
 - 모든 종류의 연료에 적용 가능
 - 2차 연소를 위한 넓은 연소 공간이 필요하여 기존시설의 경우에는 연소로 자체의 교체가 필요한 경우도 발생
 - 발전보일러의 경우 원심분리형 보일러에 유용
- 연소 상태
 - 로내 heat pattern에 변화 없음
- 연료 소모량
 - 2차 연소를 위한 연료소비가 크지만 보일러 효율에는 영향 없음
- 비용

- 시설비는 저렴하나 운영비가 큼

바) 저 NO_x 버너

- NO_x 저감효율
 - 보통 30~50%의 효율을 보임
- 적용가능 시설
 - 단계적 공기버너(Staged-Air Burner)는 모든 종류의 연료에 적용 가능하지만, 질소함유량이 적은 연료에 효과가 큼. 화염 길이가 커서 기존 버너를 교체할 때는 로를 교체해야할 경우도 발생하며 공기 baffles, vane 등의 설치가 필요
 - 단계적 연료버너(Staged-Fuel Burner)는 가스 연료에만 적용하며, 화염길이가 짧아 로의 기계 설비를 수정해야할 필요성이 적음
- 연소 상태
 - 로내 heat pattern에 변화 없음
- 연료 소모량
 - 변화 없음
- 비용
 - 비교적 적은 투자비와 운영비
 - 단계적 공기버너는 기존시설의 구조변경 등이 필요하여 경우에 따라서는 초기 투자비가 클 수 있음

2) 국내외 기술 수준 평가

가) 국내 기술

국내에서는 일부 연구기관과 대학교에서 연소기술에 대한 연구를 수행하고 있으나, 관련 특허 출원은 미미하며 외국기술 의존도가 높다. 이로 인해 저 NO_x 버너의 경우 대형 설비는 일본, 독일, 미국 등 외국 전문업체 기술에 의지하고 있으며, 일부 중소형 산업설비나 가정용 보일러에 적용되는 버너들에 한정하여 국내 중소기업이 외국 업체와 경쟁하고 있는 형편이다. 국내 기술이 낙후된 이유는 두 가지로 요약된다. 첫째

는 그 동안 국내 질소산화물 규제가 미국이나 일본에 비하여 완화된 수준이었기 때문에 저 NO_x 버너의 시장 수요가 많지 않아 기술개발 동기가 부족하였다는 점이다. 또 하나는 국내 업체가 영세하여 자체의 기술개발 능력이 부족할 뿐만 아니라 국책연구기관이 보유하고 있는 기술의 상용화 노력도 매우 미흡하기 때문이다. 이로 인해 국산 기술에 대한 시장의 신뢰도가 높지 않아 외국기술에 의존하고 있는 것으로 평가된다. 하지만 전문가들은 소형의 저 NO_x 버너에 대해서는 국내 기술수준이 외국 기술과 별 차이가 없는 것으로 평가하고 있다.

여러 가지 연소기술 중에서도 특히 저 NO_x 버너 기술은 앞으로 국내 환경규제 정도에 따라 많은 수요가 발생할 전망이다. 특히 버너뿐만 아니라 보일러 자체의 교체도 필요한 경우를 감안하면, 국내 버너생산 기술의 발전을 유도하고 이를 지원하는 것이 중요한 과제라고 생각된다.

나) 외국의 기술

미국의 저 NO_x 연소기술은 NASA의 로켓 연구를 응용하였을 만큼 이론이 깊고 역사도 깊다. 저 NO_x 버너의 경우, 1970년대 개발된 DRB(Dual Register Burner)를 시작으로 XCL Low NO_x 버너, CCV(Controlled Combustion Venturi) 버너, CF/SF(Controlled Flow/Split Flame) 버너, 일본의 PM(Pollution Minimum) 버너 등이 계속 개발되어져 왔다.⁴⁾ 현재 저감 효율이 60%에 이르고 있으며 OFA와 함께 사용할 경우 70%도 가능하다. 배출 농도면에서는 미분탄 연소시 100ppm 이하도 가능한 것으로 발표되었다. 현재에도 축열식 버너, 화염형상의 변형으로 인한 화염온도 조절 등 기술개발이 이루어지고 있다.

4) 자료: L. J. Muzio and G. C. Quartucy, "Implementation NO_x Control : Research to Application", *Prog. Energy Combust. Sci.* 23, 233(1997)

나. 배가스 처리기술

1) 저감효율 및 적용성 평가

배가스 중의 NO_x를 처리하는 기술로서 저감효율이 높고 부하변동이 일어나도 안정적으로 처리할 수 있으며, 제품이나 연소효율에 영향을 미치지 않는 장점이 있어 널리 사용된다. 황함량이 낮은 모든 연료나 연소시설에 대해 적용할 수 있으나, 설비 투자비와 운전비 부담 때문에 비교적 배가스 유량이 큰 시설에 적합하다.

가) 선택적 촉매 환원기술(SCR)

- NO_x 저감효율
 - 탈질기술중 가장 높은 저감효율을 보임. 90%의 저감효율이 가능
- 적용가능 시설
 - 모든 종류의 연료 연소에 대해 적용 가능하지만, 황 함유량이 높은 연료의 연소시에는 촉매 수명이 단축됨. 일본에서는 2.5% 황 함유 석탄보일러에 적용사례 있음
 - 높은 농도의 먼지나 As 등이 배가스 중에 존재하면 촉매 활성도가 저하됨
- 연소 상태
 - 연소상태에 영향 없음
- 연료 소모량
 - 버너 자체의 연료 소비량에는 영향을 주지 않음
 - 그러나 배가스의 온도가 낮을 경우 반응 온도까지 가열할 에너지가 필요. 또한 촉매탑의 압력손실을 보상하기 위해 전기에너지가 필요
- 비용
 - 초기투자비와 운영비가 타 기술에 비해 가장 큼
 - 기존시설에 설치 시에는 배관 구조 변경뿐만 아니라, 보다 큰 송풍기가 필요

나) 선택적 비촉매 환원기술(SNCR)

- NO_x 저감효율
 - 보통 40~60%의 효율을 보임
- 적용가능 시설
 - 모든 종류의 연료 연소에 적용 가능하지만, 황함량이 큰 연료의 경우에는 ammonium sulfate 등의 입자가 형성되어 문제가 발생. 따라서 저황연료에 더욱 적합
 - NO_x 부하 변동에 따른 적응성이 부족. 일정조건으로 운전되는 시설에 적합
 - 고온의 반응온도가 필요하므로, 배가스 자체의 온도가 높은 곳에 용이하게 적용
- 연소상태
 - 연소상태에 영향 없음
- 연료 소모량
 - 배가스 온도가 낮을 경우 재가열 에너지가 크게 소요됨
- 비용
 - SCR에 비해 설비투자비와 운영비가 저렴. 운영비는 환원제 구입비가 가장 큼
 - 배가스 온도가 낮으면 재가열 에너지 비용도 중요해 짐

2) 국내외 기술수준 평가

가) 국내기술⁵⁾

국내에서 SCR용 하니컴 촉매를 양산하는 업체는 없으며 대부분이 자동차 배기가스 처리용 촉매, 가정용 가스난로나 가스레인을 사용할 때 발생하는 냄새를 제거하는 촉매를 제조하여 생산하는 정도에 머물러 있다. 현재까지 조사된 국내의 촉매제조 업체로는 세라컴, 희성 엔겔하드(한국 엔겔하드), 태평세라믹, 오텍(주) 등이 있으며 이외에 전력연구원과 포항공대가 공동으로 개발한 V₂O₅/TiO₂계 촉매를 (주)세신전자

5) SCR 기술에 대한 평가는 함성원, 2002, 「국내외 SCR 기술개발 현황 및 동향」에서 인용하였으며, 자세한 내용은 <부록 2>에 수록하였다.

가 기술이전을 받아 하니컴 압출성형기술 개발을 통해 양산체제를 구축하고 있으며 (주)SK도 독자적으로 개발한 V2O5/TiO2계 촉매의 양산설비를 구축 중에 있다.

국내에서 유일하게 세라믹 하니컴 담체를 생산하고 있는 세라컴은 미국의 ACI 사로부터 기술을 도입하여 1988년 아산에 공장을 설립하고 자동차용, 산업용, 주물필터용 세라믹 하니컴 담체를 연간 300 m³ 규모로 생산하고 있다. 세라컴을 제외한 기타 촉매제조업체로는 희성 엔젤하드(한국 엔젤하드), 태평세라믹, 오텍(주) 등이 있으며 이들 업체들은 세라믹 담체에 SCR 촉매를 washcoating에 의해 제조한 하니컴 촉매를 생산하고 있다. 담체는 직접 제조하지 않고 미국 등지에서 수입하고 있다. <표 3-1>에서 보는 바와 같이 SCR 촉매로 대부분이 귀금속 촉매를 사용하고 있으며 honeycomb 형태의 촉매를 생산하여 판매하고 있다.

아직 양산체제는 갖추어져 있지 않지만 (주)세신전자는 한국전력공사 전력연구원과 포항공대가 G7환경공학기술개발 사업을 통해 개발한 V2O5/TiO2계 SCR 촉매를 기술이전 받아 현재 정읍에 하니컴형 SCR 촉매 양산설비를 갖추고 있다. 개발된 촉매는 보령화력발전소에서 pilot plant 규모의 성능시험을 거쳐 이미 우수한 NOx 제거활성을 확인한 바 있으며 남제주 화력 내연발전 배기가스 처리용 촉매로 실기적용을 추진 중에 있다. (주)SK도 자체 개발한 V2O5/TiO2계 SCR 촉매의 우수한 성능을 확인하고 압출성형에 의한 하니컴 촉매 양산설비를 구축 중에 있으며 국내외에서 적극적인 판매활동을 벌이고 있다.

현재 널리 상용화되고 있는 외산 SCR 촉매에 비교해 동등수준 이상의 우수한 NOx 제거성능을 나타내는 국산 SCR 촉매가 개발되었고 실기에 적용가능한 촉매형태인 하니컴촉매 양산을 위한 압출성형기술이 확보되었기 때문에 촉매양산체제 구축에 따라 조만간 국산 SCR 촉매의 실기적용 및 동남아를 중심으로 하는 해외에 국산 SCR 기술수출이 기대된다. 촉매 제조기술과는 별도로 이를 설비화 하는 설계 기술에서는 아직 실증자료가 충분히 확보되어 있지 않다. 이를 반증하듯 국내 남제주 내연 발전소, 서울화력, 인천화력 등에 설치된 SCR 설비가 모두 일본 등 외국기술을 도입하고 있다.

<표 3-1> 국내 SCR 촉매 제조업체 현황

업 체 명	주 요 업 종	촉 매 제 조 형 태
동서산업	건축기자재 제조 (타일, 위생도기 등)	형 태 : Honeycomb, 원형, 사각형 제조방법 : Washcoating 사용촉매 : 귀금속(백금) 촉매크기 : 150×150×150(mm) Ø130 mm 생 산 량 : 수십만개/월
희성 엔젤하드	자동차 촉매제조 (화학촉매, 오존분해촉매 제조)	형 태 : Honeycomb, 원형, 타원형, 사각형 제조방법 : Washcoating 사용촉매 : 귀금속(백금) 촉매크기 : 6"×6"×6" 생 산 량 : 10,000개/일
태평세라믹	가스난로, 가스레인지 제조	형 태 : Honeycomb, 사각형 제조방법 : Extrusion, Washcoating 사용촉매 : 귀금속(백금) 크 기 : 130×60(mm) 생 산 량 : 100,000개/월

SNCR 공정은 상대적으로 공정이 단순함에도 불구하고 시스템의 대형화, 공정제어, 운전제어 기술 등 경험적인 혹은 엔지니어링 기술이 필요한데, 국내에서는 이런 분야의 기술확보가 부족한 상태라고 판단된다.⁶⁾

활성탄 흡착법은 국내 다른 기술분야와 마찬가지로 우선 엔지니어링 기술의 부족이 상업화를 가로막는 가장 큰 요인이라고 생각된다. 이와 함께 활성탄 제조 기술도 외국 선진국에 비해 떨어져 있는 상태이다. 하지만 국내 일부 출연연구소에서는 흡착탑 설계 및 활성탄 제조 경험이 있기 때문에 정부 차원의 기술개발 지원이 이루어

6) 대형 SNCR 장치가 설치되어 있는 여수화력과 대형 도시 쓰레기 소각장의 경우에도 모두 외국기술을 도입하였다.

진다면 일정수준의 기술력을 확보할 수 있을 것으로 보인다.

플라스마 이용기술은 탈황과 탈질을 동시에 처리할 수 있고, 초기투자비, 소요 부지가 적게 소요되는 장점이 있지만, 무엇보다도 대규모로 실증화된 적이 없다는 점이 단점인 기술이다. 비용적으로는 소모전력량을 낮추는 기술과 안정된 펄스발생장치를 확보하는 기술이 핵심인 것으로 보고된다. 그렇지만 외국에서도 대규모로 실증된 사례가 없기 때문에 노력 여하에 따라서는 세계를 선도할 가능성도 있으며, 국내 기술 개발 수준도 외국과 비슷한 것으로 평가된다.

나) 외국기술

SCR 공정은 성능과 운전의 안정성 등이 입증된 기술이기 때문에 현재 가장 널리 사용되고 있는 대표적인 탈질공정이다⁷⁾. 발전용 보일러, 산업용 보일러, 소각로 등 대형 배가스 처리용으로 용도의 범위가 넓고 그만큼 관련기술, 즉 촉매제조기술, 촉매성형기술, 설계 및 엔지니어링 기술과 운전자료 등이 풍부하게 축적이 된 상태이다. 저감효율은 설계기준에 따라 다르며, 기술적으로는 90% 이상도 가능한 것으로 보고된다. 최근에는 암모니아나 요소(urea) 대신 탄화수소를 환원제로 사용하려는 기술개발이 진행 중이다.

SNCR은 1975년 미국의 Exxon사에서 처음 기술이 개발되어, 현재는 석탄화력발전소, 산업용 보일러 등에 상업적으로 널리 사용되고 있는 기술이다. 하지만 저감효율이 SCR에 비해 낮고 부하 변동에 따른 운전의 안정성에 문제가 있어, 보다 엄격해지는 질소산화물 규제 추세를 감안하면 SNCR의 상업적 수요는 점차 감소할 것으로 보인다.

활성탄 흡착기술은 독일에서 처음 개발되었고, 독일과 일본에서 보다 개량화되어 실제 현장에서 운전되고 있다. 탈황과 탈질, 다이옥신 처리를 동시에 할 수 있는 장점이 있으며, 반면 탈질만을 목적으로 하면 경제성과 효율이 맞지 않는다.

플라스마를 이용한 기술도 탈황과 탈질, 산성가스의 처리 등이 동시에 가능하다. 현재 이탈리아와 일본을 중심으로 상업화 연구가 활발히 진행 중이며 $1,000\text{Nm}^3/\text{hr}$ 규

7) 일본의 경우, 배가스처리량 기준으로 보면 SCR이 차지하는 비율이 90%를 상회한다.

모의 파일럿 테스트를 수행한 바 있다.

다. 기술평가 요약

앞에서 살펴본 결과를 저감효율, 연소상태에 미치는 영향, 보일러의 연료 소모량 변화, 기존시설에의 적용 용이성, 그리고 비용항목에 대하여 간단히 나타내면 <표 3-2>과 같다. 표에서 나타난 평가항목 이외에도 탈질설비를 설치하고자할 때에는 고려해야할 많은 항목이 있는 것이 사실이다.

<표 3-2> 탈질기술의 비교

구 분		NOx 감소율	연소상태	연료소모	적용성	운영비
연소기술	저과잉공기연소	×	×	○	△	○
	BOOS	△	×	△	○	○
	OFA	△	×	△	△	○
	배가스재순환	○	×	×	△	○
가스재연소		△	○	×	△	△
저 NOx 버너		△	○	△	△	△
SCR		○	○	○	○	×
SNCR		△	○	○	○	△

주) NOx 저감 효율 : ○ 60% 이상; △ 30~60%; × 30% 미만

연 소 상 태 : ○ heat pattern 없음; × heat pattern 악화

연 료 소 비 : ○ 1-3% 감소; △ 변화 없음; × 1~3% 증가

적 용 성 : ○ 기존, 신설에 관계없이 적용가능; △ 로의 형태에 따라 적용가능

운 영 비 용 : ○ 비용증가 없음; △ 다소 비용증가; × 상당한 비용증가

국내 탈질 기술의 수준은 외국에 비해 아직 미흡한 수준으로 평가된다. 4장 국내 설치사례에서 보듯이 대부분 외국기술을 도입하고 있는 것이 그 예이다. 하지만, 일부 핵심기술이 확보된 상태이기 때문에 현장에 적용할 수 있는 설계기술과 경험이 확보 된다면 국내·외 시장에서 경쟁할 수 있을 것으로 예상되므로 정부의 지원이 요구된

다. 환경부의 차세대핵심환경기술개발사업에서 우선 지원 분야로 선정하여 지원하되, 특히 실기 적용과 설계자료 확보를 목표로 한 연구과제에 지원이 필요하다고 판단된다. 그렇지만 설계기술의 확보를 위해서는 일정 기간이 필요하기 때문에 규제정책이 국내 환경산업시장의 육성 효과를 가져오기 위해서는 제도의 도입시기나 순차적인 적용 등의 일정의 검토가 필요할 것이다.

제4장. 질소산화물 저감기술의 비용 분석 사례

1. 국내사례

질소산화물(NO_x)에 대한 규제 기준이 그동안 상대적으로 미흡하였기 때문에 국내에는 탈질 기술의 설치사례가 많지 않고 관련 자료도 매우 부족하다. SCR은 화력발전소와 소각시설 위주로 일부 보급되어 있고 SNCR의 설치 사례는 매우 제한적이다. 그리고 저 NO_x 버너는 보급대수로는 가장 널리 보급되어 있지만 보급실태에 대해서는 확인되어 있지 않다.⁸⁾ 다양한 탈질기술 중 SCR과 SNCR, 저 NO_x 버너를 중심으로 국내 설치 현황과 저감효율, 초기 투자비용 및 운전비용을 조사한 결과는 다음과 같다.

가. SCR

1) 설치 현황

대표적인 탈질 기술인 SCR은 대형 소각시설 위주로 보급되어 있고, 다음이 화력발전소에 제한적으로 설치되어 있다. 현재 전국적으로 화력발전소 4개소와 도시쓰레기 소각로 19개소, 산업폐기물 소각로 1개소에 SCR이 설치되어 있으며, 이 외에도 한국 카프로락탐 울산공장, 한국화학 울산공장, 남해화학에 소규모의 시설이 설치되어 있다. 화력 발전소의 경우를 살펴보면, 남제주 내연발전소는 2000년 설치완료 되어 현재 가동중이고, 인천화력과 울산화력은 설치 완료 후 현재 시험가동 상태에 있다. 한편 한화복합화력발전소는 SCR이 설치되어 있으나, NO_x 규제치 만족에는 문제가 없어서 설비를 가동하지는 않고 있다. 다음 <표 4-1>은 국내 SCR 설치 현황이다.

8) 한국에너지기술연구소 동상근 박사는 국내 저 NO_x 버너 보급률을 약 5% 정도로 추정하고 있다.

<표 4-1> 국내 SCR 설치현황

구 분	설 비 명 / 주 연 료	용 량
운 전	남제주(내연)/중유	10 MW x 4
시험가동	인천화력#1,2/LNG	250 MW x 2
시험가동	서울화력#4,5/LNG	138 MW x 1 250 MW x 1
운 전	한화복합/LNG	100 MW x 6
운 전	고양·일산 소각시설	300 톤/일
운 전	목동 소각시설	400 톤/일
운 전	상계 소각시설	800 톤/일
운 전	중동 소각시설	200 톤/일
운 전	성서 소각시설	200 톤/일 x 3
운 전	다대 소각시설	200 톤/일
운 전	해운대 소각시설	200 톤/일 x 2
운 전	성남#2 소각시설	300 톤/일 x 2
운 전	용인 소각시설	100 톤/일
운 전	과천 소각시설	80 톤/일 x 2
운 전	대전 소각시설	200 톤/일
운 전	울산 소각시설	200 톤/일 x 2
운 전	광주 상무#2 소각시설	200 톤/일
운 전	구리 소각시설	100 톤/일
운 전	천안 소각시설	200 톤/일
운 전	부천 소각시설	200 톤/일
운 전	강남 소각시설	300 톤/일 x 2
운 전	의정부 소각시설	100 톤/일 x 2
운 전	수원 소각시설	600 톤/일 x 2

2) 비용 평가

SCR 설비의 설치 및 운전 비용자료를 획득하기가 용이하지 않았는데, SCR이 설치되어 있는 사업장에 직접 문의하여 구한 자료를 중심으로 추정하였다. 먼저 발전소의 경우, SCR이 설치되어 있는 발전소는 남제주 내연 발전소와 한화복합 발전소, 서울화

력과 인천화력 뿐인데, 서울화력과 인천화력은 2002.10월 현재 운전실적이 없어 운전비를 산출할 수가 없었다. 남제주 내연발전소의 경우, 초기 설치비용은 1.05억원/MW이고 운전비는 6.7억/년⁹⁾인데, 운전비에서 가장 많이 차지하는 항목은 요소 구입비로서 전체의 81.8%인 548.8백만원이고 다음이 전력비 112.1백만원이며 나머지는 장비수선 및 용수료 등이 차지한다. 2001년 전력생산이 245.292MW 인점을 감안하면 SCR 운전비용은 2.74원/kWh를 차지한다. 그리고 인천화력과 서울화력의 경우, 초기투자비는 각각 0.397억원/MW, 0.464억원/MW로써 남제주 내연발전소보다 저렴하다. 이는 최근의 촉매값 하락과 사용하는 원료가 가스이기 때문에 시설비가 적게 들기 때문이다. 한편, 인천화력#3,4호기는 SCR을 설치할 계획인 바, 이 계획에 의하면 초기투자비는 145억원이고 운영비 9억/년(약품료 6억원과 촉매비 3억원)으로 감가상각 기간을 15년으로 할 때 연간 비용이 34억원으로 설계되어 있다.¹⁰⁾ 그리고 중유를 사용하는 영남화력과 울산화력의 경우에는 초기설치비용이 각각 0.297억원/MW, 0.286억원/MW로 설계되어 있는데, 남제주 발전소보다 발전용량이 크기 때문에 규모의 경제가 적용된 결과라고 생각된다. 한편 효율은 60~90% 범위로 설계되어 있다.

<표 4-2> 화력발전소 SCR 설치비용 및 운전비용 조사결과

구분	설비명/주연료	설치비용 (억원)	설치단가 (억원/MW)	운전비용 (억원/년)	저감효율 (%, 설계치)
실적치	남제주(내연)/중유	42.1	1.05	6.7	64
설계치	인천화력/LNG #1,2	198.5	0.397	-	73
설계치	인천화력/LNG #3,4	145	0.19	9	-
설계치	서울화력/LNG	180	0.464	-	85
설계치	영남화력/중유	59.4	0.297	-	63
설계치	울산화력/중유	343	0.286	-	63
실적치	한화복합/LNG	144	0.24		89.7

9) 2001년 실적이다

10) 가동률을 50%로 가정한 경우이다

소각시설의 경우에는 소각로 설치단계에서 SCR이 함께 도입되어 SCR만의 설치비용을 따로 구하기가 쉽지 않았다. 더구나 소각로 운영이 일부 민간 기업에게 위탁된 경우에는 더욱 그러하였다. 입수한 자료 범위내에서 SCR 비용을 살펴보면 다음과 같다. 먼저 초기설치비는 2.1~8.5백만원/톤/일로써 평균 5.32백만원/톤/일 이었고, 운전비는 대부분 LNG 값과 약품비가 차지하였는데 0.9~5.7백만원/톤/일의 범위를 가졌고 평균 2.1백만원/톤/일이었다. 인건비의 경우에는 SCR 설비만을 전담하는 인력이 없기 때문에 비용산정을 할 수가 없었다.

<표 4-3> 소각시설 SCR 설치비용 및 운전비용 조사결과

	용량 (톤/일)	설치비용 (백만원)	설치년도	운 전 비 (백만원)				저감효율
				년도	약품	가스비	전력비	
경기용인시청 (철거예정임) 2기	100	815	2000.3	2001	300	270	-	설계치: 75% 가동결과: 최고 90%
부산다대 소각장	200	1,700	1998	2001	75	321	84	-
장유소각장	200	430	2001. 6	2002. 1월-9월 (12개월)	110 (147)	99 (132)	-	82%
대구성서 소각장 (200톤 3기)	600	3,157	1998: 2기 2000: 1기	2001	18	510	-	설계치: 75%
과천시 자원정화센터	160	330	1999.10	2001	7.2	127.4	3.5	-
양천자원 회수시설 (200톤 2기)	400	1,500	1996	2001	21.84	407.95	-	75%
고양·일산 소각시설	300	2,000	-	-	-	-	-	75%
목동 소각시설	400	2,400	-	-	-	-	-	95%
상계 소각시설	800	-	-	-	-	-	-	-

나. SNCR

1) 설치현황

SNCR은 초기투자비가 SCR보다 저렴한 장점이 있지만, 효율이 낮고 배가스의 온도가 높은 곳에서만 적용이 가능하기 때문에 국내 설치사례가 많지 않다. 발전소의 경우에는 호남화력 한 곳만이 설치되어 있고, 소각시설의 경우에는 비교적 여러 군데 설치되어 있다.

<표 4-4> SNCR 설치현황

구 분	설비명/주연료	용 량
운 전	광명 소각시설	150 톤/일
운 전	목동 소각시설	150 톤/일
운 전	평촌 소각시설	200 톤/일
운 전	안산 소각시설	톤/일
운 전	강남 소각시설	300 톤/일 x 2
운 전	인천 청라 소각시설	400 톤/일 x 2
운 전	창원 소각시설	200 톤/일 x 3
운 전	부산 해운대 소각시설	200 톤/일 x 2
운 전	호남화력	250MW×2

2) 비용평가

발전소 중 유일하게 SNCR이 설치되어 있는 호남화력의 경우, 연간 운전비용이 약 21억원 정도로 추정되고 있다. 운전비는 주로 요소 구입비가 평균 18억원, 기타 동력비와 보수비용 등이 3억원을 차지하고 있어 운전비용의 대부분을 약품구입비가 차지하고 있는 실정이다. 설치비용은 0.124억원/MW로써 SCR 설치비용에 비해 상당히 저렴하지만, 운전비용이 0.042억원/MW로써 SCR에 비해 비싼 편이다.¹¹⁾ 한편 소각

11) 인천화력#3,4호기의 경우 운전비가 0.014억원/MW로 추정된다.

시설의 경우, 평균 설치단가는 0.07억원/톤/일로 조사되었다. 해운대 소각시설의 2001년 운전비는 1억5천만원이었는데, 시설용량으로는 0.38억원/톤/일이다.

<표 4-5> SNCR 설치비용과 운전비용 조사사례

구 분	용량	설치년도	설치비용 (억원)	설치단가 (억원/톤/일, 억원/MW)	운전비용 (억원/년)	저감효율 (%, 설계치)
평 촌 소각시설	200톤/일	1998	12	0.06	-	65
광 명 소각시설	150톤/일	1997	15	0.10	-	65
목 동 소각시설	150톤/일	1995	8	0.05	-	68
해운대 소각시설	200톤/일 x 2	-	-	-	1.5	-
호남화력	250MW×2	1999	62	0.124	21.0	40

다. 저 NO_x 버너

1) 설치현황

연소방법 개선의 대표적인 기술인 저 NO_x 버너는 우리나라에서도 탈질 기술 중 가장 널리 보급되어 있다. 하지만 질소산화물 저감자체만을 목적으로 버너를 교체하거나 설치하는 경우는 드물고 연소효율 개선이 주 목적이기 때문에 현장에서도 자신들의 설비가 저 NO_x 버너인지 그리고 효율이 어느 정도인지 등의 현황 파악이 잘 되지 않고 있다. 또 다른 이유는 저 NO_x 버너가 NO_x 발생을 원천적으로 감소시키는 역할을 하기 때문에 처리개념이 없으며 실제 설계시나 제품의 사양서에도 발생농도로 성능을 표시하는 것이 일반적이기 때문이다.

여기서는 대표적인 설치사례로서 화력발전소의 저 NO_x 버너 설치현황을 살펴보고 비용 및 효과부분은 일부 기업에 대한 사례를 중심으로 살펴본다. <표 4-6>은 국내

화력발전소의 저 NO_x 버너 설치 현황을 나타낸 것이다.

<표 4-6> 국내 화력발전소의 저 NO_x 설비 설치 현황

구분	발전소명	용 량 (MW)	준 공 년 도	사 용 연 료	저 NO _x 설비현황				
					저NO _x 버 너	이 단 연 소	FGR	물주입	Corner Firing
중 유	영남 #1-2	200×2	'70, '72	"			○		
	여 수 #1-2	200, 300	'75, '77	"			○		○
	북제주	#1 10×1	'82	"					
		#2-3 75×2	2000	"	○	○	○		
국 내 탄	평택 #1-4	350×4	'80, '83	"			○		
	영동 #1-2	125, 200	'71, '79	"					
	영월 #1-2	50×2	'65	"					
	서천 #1-2	200×2	'83	"			○		
석 탄	군산	66×1	'68	"					
	호남 #1-2	250×2	'73	유연탄	○		○		
	삼천포	#1-2 560×2	'83,'84	"		○			
		#3-4 560×2	'93,'94	"	○	○			○
		#5-6 500×2	'97	"	○	○			○
	보령	#1-2 500×2	'83,'84	"			○		
		#3-6 500×4	'93-'94	"	○	○			○
	태안 #1-4	500×4	'95-'97	"	○	○			○
	하동 #1-6	500×6	'97-2001	"	○	○			○
	당진 #1-4	500×4	'99-2001	"	○	○			○
가 스	서울 #4-5	137.5, 250	'71, '69	LNG		○	○		○
	인천 #3-4	325×2	'78	"			○		○
가 스 복 합	안양	450	'92,'93	LNG	○				
	분당	900	'92,'93,'95,'97	"	○				
	일산	900	'93,'93,'95,'96	"				○	
	부천	450	'93,'93	"				○	
	서인천	3,600	'92,'92,'96,'97	"	○				
	평택	320	'92,'94	"				○	
	울산	300	'95,'98	"				○	
		900	'96,'97	"	○				
	보령	1,200	'97,'98,2000	"	○			○ (경유)	
	한림	105	'96,'97	등유				○	

자료 : 환경부 내부자료

2) 비용 평가

가) 설치 사례

버너의 대표적인 용도인 가열로와 보일러에 대하여 실제 설치 및 운전성적을 가지고 분석하였다. 전술한 바대로 버너는 보통 로와 함께 일괄적으로 구입되기 때문에 버너의 가격만 따로 관리하는 경우가 드물어 실제 버너가격만을 파악하기가 힘들다. 또한 저감효율 역시 현장에서 데이터로 확보하고 있는 경우도 매우 드물었다.

A사의 가열로에 설치된 버너의 경우, 해당 버너 가격이 314만원(국산버너)이고 저감효율은 24% 인데, NOx 1톤당 처리비는 1.6백만원으로 추산되었다. 국내 B사에 설치된 버너는 외국산으로 스팀 생산을 목적으로 하는 대형 보일러에 설치되어 있다. 저감효율은 34%이고 설치비용은 3.61백만원/톤-스팀/hr이다. 이때 NOx 1톤 처리비용은 0.34백만원으로 추정되었다. 그리고 저감효율은 24%, 38%로 측정되었는데, 저 NOx 버너의 성능은 저감효율 보다는 연소후 NOx 발생농도로 표시되며, 보통 150ppm을 보장하고 있었다.

<표 4-7> 저 NOx 버너의 설치사례

구 분	용 량	설치년도	설치비용 (백만원)	저감효율 (%)	저감비용 (백만원/NOx 톤)
가열로(A사) ¹⁾		1998	314.1	24	1.6
보일러(B사) ²⁾	120톤/hr x 3	1996	1,300	38	0.34

주 1) 처리비는 버너의 수명을 10년으로 가정한 경우임

2) 평균가동률을 60%, 버너 수명을 10년으로 가정한 경우임

나) 버너가격 조사결과

현재 국내 버너 가격은 고정되어 있지 않아 정확한 추산이 어려운 실정이고, 저감 효율 자료도 나와 있지 않다. 그 이유는 저 NOx 버너의 사양이 저감 효율로 표시되지 않고 연소 후 발생하는 NOx의 농도로 표시되는 것이 일반적이기 때문이다.

국내 버너제작업체와 외국산 버너 수입업체를 대상으로 버너의 가격을 조사하였는데 결과는 다음과 같다. 보통 금속 및 요업공정의 열처리로나 가열로, 용해로, 기타로

에 사용되는 버너의 용량은 평균 20~250 만kcal/hr인데 대당 가격은 8~10백만원으로 용량별로 크게 차이가 나지 않는다. 예를 들어 200 만kcal/hr 용량의 버너가격이 10백만원인데 100 만kcal/hr의 버너 가격은 8백만원으로 조사되어, 버너 용량과 가격과의 상관성을 정확히 추정하기가 힘들었다. 산업용 일반 보일러의 경우에는 연소용량에 따라 20~40백만원으로 파악되었다.

<표 4-8> 산업용 보일러에 사용되는 버너의 가격

연소용량(만kcal/hr)	버너평균가격(백만원)
700	20
1,500	25
2,000	32
3,000	34

2. 미국의 사례

미국은 오존 오염도가 환경기준을 초과한 지역에서는 연간 25톤 이상의 질소산화물을 배출하는 대규모 배출시설을 중심으로 관리를 엄격하게 하고 있다. 이에 따라 각 종 산업에 대한 규제 비용 분석 결과가 많이 보고되어 있으며, 여기서는 이들 자료를 중심으로 산업별로 질소산화물 저감기술의 효율과 비용분석 결과를 정리하였다.

가. 화력 발전시설

화력 발전시설은 석탄, 기름, 가스 등의 화석연료를 대량으로 연소하는 시설이기 때문에 많은 양의 질소산화물이 발생한다. 따라서 질소산화물의 배출총량을 저감하기 위해서는 우선적으로 화력발전소에서의 저감을 고려하는 것이 일반적이다.

발전시설은 사용하는 연료의 종류에 따라서도 구분되고 보일러의 형태에 따라서도

구분되는데, 연료의 종류가 발열량과 연소특성, 그리고 보일러의 형태까지도 영향을 주기 때문에 질소산화물의 발생 및 저감대책을 논의할 때에는 연료의 종류별로 구분하는 것이 보편적이다. 다음은 미국의 화력발전시설을 대상으로 탈질기술의 성능과 비용분석 결과이다.

1) 기술별 NO_x 저감 효율

<표 4-9>는 석탄을 연료로 사용하는 발전시설에 대하여 탈질기술별 저감효율을 나타낸 것이다. 적용하기에 가장 간단한 기술인 BOOS와 LEA 기술이 효율이 가장 낮은 10~20% 정도이고, 후처리 기술인 SCR은 75~85%의 가장 높은 효율을 보인다. 저 NO_x 버너의 경우에는 45% 전후의 효율을 보이지만 OFA와 함께 적용하면 평균 5~10%의 추가적인 저감이 가능하다. 보일러의 형태별로는 wall-type의 보일러가 tangential-type의 보일러보다 우수한 효율을 보이는데, 이는 wall-type이 NO_x 발생 농도가 높아 상대적으로 저감이 용이하기 때문이다.

<표 4-9> 석탄 발전시설의 탈질기술별 저감효율

저감기술	보일러 종류	저감효율(%)	저감기술	보일러 종류	저감효율(%)
LNB	Tangential	35-45	LNB+OFA	Tangential	40-50
	Wall	40-50		Wall	50-60
Operation modification (BOOS, LEA)	Tangential	10-20	OFA	Tangential	20-30
	Wall	10-20	재연소 기술	Wall	50-60
SCR	-	75-85	SNCR	-	30-60
LNB+SNCR	-	50-80	FBC with SNCR	-	50-80

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technologies Document NO_x Emissions from Utility Boilers」

<표 4-10>은 기름과 가스를 연료로 사용하는 발전시설에 대하여 탈질기술별 저감 효율을 나타낸 것이다. 저 NO_x 버너의 저감효율은 평균 40%이고 배가스 재순환 기

술(FGR)은 평균 50% 정도의 높은 효율을 나타낸다. SNCR은 25~40%의 효율을 보이지만, 저 NO_x 버너와 함께 적용하면 80%의 효율도 가능한 것으로 보고되었다.

<표 4-10> 기름 및 가스 발전시설의 탈질기술별 저감효율

저감기술	보일러 종류	저감효율(%)	저감기술	보일러 종류	저감효율(%)
BOOS+LEA	Tangential	30-50	재연소 기술	Tangential	50-60 (oil)
	Wall	30-50		Wall	50-60 (oil)
LNB	Wall	30-50	FGR	Tangential	45-55
SNCR	Wall	25-40	LNB+OFA +SCR	-	85-95
SNCR+LNB	-	70-80			

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technologies Document NO_x Emissions from Utility Boilers」

2) 비용

<표 4-11>은 석탄을 연료로 사용하는 발전시설에 대하여 탈질기술별로 소요되는 비용을 나타낸 것이다. 자본비용은 기술종류 뿐만 아니라 보일러 형태와 시설의 용량에 따라서도 많은 차이를 보인다. 600MW wall-type 보일러의 경우, 저 NO_x 버너와 SNCR은 자본비용이 비슷하지만 가스재연소 기술은 저NO_x 버너의 2.9배, SCR은 4.1배로써 SCR의 자본비용이 가장 크다. 그러나 전력생산량 대비 처리비용(연간비용을 전력생산량으로 나눈 값)을 비교하면 SCR이 여전히 가장 비싼 기술이지만 가스 재연소 기술은 연소가스 비용 부담 때문에 저 NO_x 버너의 4.2배에 이르고, SNCR 역시 환원제 비용 때문에 저 NO_x 버너의 2배의 비용이 든다. 같은 기술이라도 보일러 형태에 따라 비용이 다른데, wall-type의 보일러가 tangential-type의 보일러에 비해 적은 비용이 소요된다. 또한 보일러의 용량이 큰 경우가 작은 용량의 보일러에 비해 전체적인 비용이 적은 특징이 보인다.

<표 4-11> 석탄 발전시설의 탈질기술별 비용

연소조건변경기술	용량 및 종류	자본비용 (\$/kW)	NOx 1톤 처리비 (\$/ton of NOx)	전력생산 대비 단가 (mills/kwh)
			범위	
LNB	600MW-W*	13.18	175-279	0.90
	100MW-W	29.00	2,000-3,200	
	600MW-T**	6.19	105-169	0.41
	100MW-T	12.68	1,120-1,800	
OFA+LNB	600MW-W	22.54	269-430	1.6
	100MW-W	55.20	3,420-5,470	
	600MW-T	10.75	165-264	0.74
	100MW-T	25.86	2,060-3,300	
가스재연소 (천연가스 사용)	600MW-W	17.72	480-2,080	3.8
	100MW-W	36.29	3,010-4,600	
	600MW-T	17.72	615-2,680	3.8
	100MW-T	36.29	3,870-5,930	
	600MW-C***	17.72	290-1,250	3.8
	100MW-C	36.29	1,820-2,720	
SNCR	600MW-W	6.89	560-870	1.8
	100MW-W	10.60	2,160-2,470	
	600MW-T	6.89	610-910	1.6
	100MW-T	10.60	2,660-2,960	
	600MW-C	6.89	510-820	2.7
	100MW-C	10.60	1,460-1,780	
	200MW-F****	8.97	1,520-1,820	0.81
SCR	600MW-W	25.53	1,270-1,670	8.1
	100MW-W	43.71	7,540-9,650	
	600MW-T	24.21	1,580-2,100	7.9
	100MW-T	41.45	9,470-12,200	
	600MW-C	26.98	810-1,050	8.5
	100MW-C	47.02	4,670-5,940	

주) 저감효율은 LNB 45%, OFA+LNB 40%, NGR 55%, SNCR 45%, SCR 80%로 각각 가정하였음

* : W - wall fired, ** : T - tangential fired, *** : C - Cyclone, **** : F - 유동상

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technologies Document NOx Emissions from Utility Boilers」

<표 4-12>는 기름과 가스를 연료로 사용하는 보일러에 대한 비용이다. 이들 연료는 석탄에 비해 fuel-NOx의 발생량이 적은 특징이 있다. 600MW wall-type 보일러의 경우, SNCR의 자본비용이 6.26\$/kW로 가장 적고 다음이 저 NOx 버너 13.18\$/kW이다. 그리고 가스 재연소 기술은 저 NOx 버너의 1.4배, SCR은 1.6배이다. 전력생산량 대비 처리비용을 비교하면 SCR이 여전히 가장 비싼 기술이지만 가스재연소 기술 역시 추가적인 가스 사용 때문에 비용이 매우 높다. SNCR 역시 초기 자본비용은 저 NOx 버너보다 저렴하지만 발전량 단가로 따지면 저 NOx 버너의 약 3배로 나타나는 운영비가 비싼 기술임을 보여주고 있다. 여기서도 wall-type의 보일러가 tangential-type의 보일러에 비해 적은 비용이 소요되며, 대형 보일러일수록 적은 비용이 필요하여 경제적이다.

한편, 연료 종류별로는 석탄 보일러의 비용이 가장 많이 들고 다음이 기름 보일러, 가스 보일러의 순서로 비용이 적게 든다.

나. 시멘트 산업

시멘트 제조 공정은 크게 long wet kiln, long dry kiln, preheater system, precalciner system으로 구분한다. 그리고 연료로는 대부분 중유를 사용하고 있으며, 어떤 공정을 채택하든지 고온(900℃)의 석회석 소성과정에서 다량의 질소산화물을 배출하게 된다. 다음은 미국 시멘트 산업을 대상으로 적용가능한 탈질기술과 비용분석 결과이다.

1) 기술별 NOx 저감 효율

시멘트 제조 공정에 적용이 가능한 탈질기술은 원료조성 비율 조절, 연료 교체(가스에서 중유로 교체), 시멘트 먼지의 원료 장입 등과 같은 공정의 변경 기술과, 단계적 연소, 저 NOx 버너, 페타이어의 킬른 장입 방법이 있고, 배가스 처리로는 SNCR과

<표 4-12> 기름 및 가스 발전시설의 탈질기술별 비용

연소조건 변경기술	용량 및 종류	자본비용 (\$/kW)	NOx 1톤 처리비 (\$/ton of NOx)		전력생산 대비 단가 (mills/kwh)
			범위		
LEA+BOOS	600MW-W*	-	43-202		0.14
	100MW-W	-	140-299		
	600MW-T**	-	71-336		0.14
	600MW-T	-	234-498		
LNB	600MW-W	13.18	314-503		0.89
	100MW-W	29.00	3,600-5,750		
	600MW-T	6.19	246-394		0.41
	100MW-T	12.68	2,620-4,140		
LNB+OFA	600MW-W	42.72	483-774		1.6
	100MW-W	87.49	6,160-9,850		
	600MW-T	10.75	384-615		0.74
	100MW-T	25.86	4,810-7,690		
가스재연소 (천연가스 사용)	600MW-W	18.81	950-3,560		4.0
	100MW-W	38.51	5,080-7,690		
	600MW-T	18.81	1,580-5,940		4.0
	100MW-T	38.51	8,460-12,800		
SNCR	600MW-W	6.26	859-1,240		1.2
	100MW-W	9.80	4,470-4,850		
	600MW-T	6.26	1,070-1,430		0.95
	100MW-T	9.80	7,090-7,450		
SCR	600MW-W	20.77	gas	970-1,070	3.4
			oil	1,130-1,410	4.1
	100MW-W	37.11	gas	6,700-7,200	3.4
			oil	7,550-8,990	4.1
	600MW-T	19.02	gas	1,530-1,690	3.2
			oil	1,800-2,260	4.0
	100MW-T	34.29	gas	10,800-11,700	3.2
			oil	12,200-14,600	4.0

주) 저감효율은 LEA+BOOS 40%, LNB 45%, LNB+AOFA 50%, Natural gas reburn 55%, SNCR 35%, SCR 85%로 각각 가정하였음

* : W - wall fired, ** : T - tangential fired

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technologies Document NOx Emissions from Utility Boilers」

SCR이 대표적이다. 공정변경 기술은 적용이 용이한 기술이지만 전체적인 효율은 25% 미만으로 평가되었고, 저 NO_x 버너 20~30%, 폐타이어 장입 방법은 20~40%, 단계적 연소 방법은 최고 45% 효율을 보이기도 한다. 배가스 처리기술은 다른 산업체와 비슷한 저감효율을 보인다.

<표 4-13> 기술별 달성 가능한 NO_x 저감율(시멘트산업)

NO _x 제어 기술	달성 가능한 NO _x 배출 저감율 (%)
공정 변경	25 미만
전 소성공정에서의 단계적 연소	30-45
Conversion to indirect firing with a low NO _x burner	20-30
Mid-Kiln firing of tires in long kilns	20-40
SNCR	30-70
SCR	80-90

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technology Document - NO_x Emission from Cemet Manufacturing」

2) 비용

위의 기술에 대하여 자본비용과 연간비용은 <표 4-14>와 같다¹²⁾. 자본비용과 연간 비용은 생산규모에 비례하여 증가한다. 기술별로는 자본비용의 경우, Mid-Kiln Firing 기술이 가장 저렴하고 다음이 요소를 사용하는 SNCR, 다음이 암모니아를 사용하는 SNCR, 그리고 저NO_x 버너, 마지막으로 SCR 기술이다. 연간 운전비용은 저 NO_x버너, SNCR, Mid-Kiln Firing, SCR의 순서로 비싸다.

12) 자본비용은 크게 직접비용과 간접비용으로 나누는데, 직접비용은 장치 구입비용과 설치비용으로 구성된다. 장치 구입비용에는 세금과 운송비용이 포함되며, 간접설치비용은 지반공사비, 설치비, 전기요금, 단열비, 도장비용을 포함한다. 간접비용은 간접설치비용(엔지니어링 비용과 부지 구입비, 계약비용 등)과 예비비 등을 모두 포함한다. 직접설치비용과 간접설치비용 자료가 구하기 힘든 경우에는 각 각 장치구입비의 45%와 33%를 적용하였고, 예비비는 장치구입비의 20%로 계산하였다. 그리고 연간유지비용은 이자율 10%, 감가상각기간 15년을 기준으로 계산된 결과이다.

<표 4-14> 기술별 자본 및 연간 비용(1992\$)

모델 번호	킬른 형태	킬른 용량 (ton-clinker/hr)	저 NOx 버너		Mid-Kiln Firing	
			자본 비용 (10 ³ \$)	연간 비용 (10 ³ \$/yr)	자본 비용 (10 ³ \$)	연간 비용 (10 ³ \$/yr)
1	Long Wet	30	1,640	329	718	549
2	Long Wet	50	2,180	423	748	777
3	Long Dry	25	1,270	267	708	461
4	Long Dry	40	1,640	329	728	593
5	Preheater	40	1,490	305	*NA	NA
6	Preheater	70	2,040	398	NA	NA
7	Precalciner	100	1,720	344	NA	NA
8	Precalciner	150	2,170	421	NA	NA

*NA- Not Applicable

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technology Document - NOx Emission from Cemet Manufacturing」

<표 4-14> 기술별 자본 및 연간 비용(1992\$)(계속)

모델 번호	킬른 형태	킬른용량 (ton-clinker/hr)	SNCR 요소 기준		SNCR 암모니아 기준		SCR	
			자본비용 (10 ³ \$)	연간비용 (10 ³ \$/yr)	자본비용 (10 ³ \$)	연간비용 (10 ³ \$/yr)	자본비용 (10 ⁶ \$)	연간비용 (10 ⁶ \$/yr)
1	Long Wet	30	*NA	NA	NA	NA	12.8	3.35
2	Long Wet	50	NA	NA	NA	NA	17.4	4.86
3	Long Dry	25	NA	NA	NA	NA	9.87	2.51
4	Long Dry	40	NA	NA	NA	NA	13.1	3.49
5	Preheater	40	671	438	1,340	518	12.0	3.09
6	Preheater	70	927	655	1,850	753	16.8	4.61
7	Precalciner	100	969	598	1,650	665	19.3	5.30
8	Precalciner	150	1,240	820	2,110	894	24.6	7.18

*NA- Not Applicable

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technology Document - NOx Emission from Cemet Manufacturing」

위의 결과를 킬른의 단위 생산규모로 비교하면 기술별 비용우위가 확연히 비교가 되는데, 먼저 자본비용의 경우 습식과 건식 킬른에 적용되는 Mid-kiln Firing 기술은 평균 21.4천\$ (/ton-clinker/hr)로 가장 싸고, SNCR은 평균 25.1천\$(/ton-clinker/hr) (암모니아 사용의 경우 22.6천\$, 요소사용의 경우 27.7천\$)이며, 저 NO_x 버너는 의외로 높은 36.0천\$(/ton-clinker/hr)에 이르고 SCR은 299천\$(/ton-clinker/hr)로서 저 NO_x버너의 8.3배에 이른다. 그러나 연간비용(여기에는 자본비용까지 모두 포함)을 비교해보면 저 NO_x 버너가 가장 저렴한 7.2천\$(/ton-clinker/hr)이고 다음이 요소를 사용하는 SNCR 기술 7.9천\$(/ton-clinker/hr), Mid-Kiln Firing 8.4천\$(/ton-clinker/hr), 암모니아를 사용하는 SNCR이 다음으로 높은 9.1천\$(/ton-clinker/hr)이다. 그리고 SCR은 160천\$ (/ton-clinker/hr)로서 저NO_x 버너의 22배, SNCR(암모니아 사용기술)의 약 18배에 이른다(<표 4-15>).

<표 4-15> 킬른의 단위생산규모당 기술별 비용비교(천\$/ton-clinker/hr)

	저 NO _x 버너	Mid-Kiln Firing	SNCR 요소 기준	SNCR 암모니아 기준	SCR
자본비용(평균)	36.0	21.4	27.7	22.6	299
연간비용(평균)	7.2	8.4	7.9	9.1	160

다음의 <표 4-16>은 NO_x 제거비용 즉, 1톤의 NO_x를 제거하는데 필요한 비용을 기술별로 비교한 결과인데, 킬른의 형태와 생산규모, 적용기술에 따라 모두 다른 값을 보인다. 저 NO_x 버너의 경우에는 830(\$/ton NO_x 제거량)~1,330(\$/ton NO_x 제거량)의 비용효과를 보이고, Mid-Kiln Firing 기술은 소규모 kiln에 대해 430~610(\$/ton NO_x 제거량), SNCR(요소)는 438~820(\$/ton NO_x 제거량), SNCR(암모니아)는 518~894(\$/ton NO_x 제거량), 그리고 SCR은 3,140~4,870(\$/ton NO_x 제거량)의 비용효과를 보인다. 기술별 평균 비용효과치는 Mid-Kiln Firing이 515\$로 가장 효과적이

고 SNCR(요소사용) 628\$, SNCR(암모니아) 708\$, 저NO_x버너 1,049\$, 그리고 SCR이 3,803\$ 이다. 따라서 기술들간에도 비용의 차이가 매우 큼을 알 수 있는데, 가장 저렴한 Mid-Kiln Firing 기술을 1로 보면 SNCR(요소사용)은 1.22, SNCR(암모니아)은 1.37, 저NO_x 버너 2.04, 그리고 SCR은 7.38의 비용이 소요됨을 알 수 있다.

<표 4-16> NO_x 제어 기술의 비용 효과 (\$/ton NO_x 제거량)

모델 번호	킬른 형태	킬른 용량 (ton/ clinker/hr)	저NO _x 버너	Mid-Kiln Firing	SNCR 요소 기준	SNCR 암모니아 기준	SCR
1	Long Wet	30	1,130	550	NA	NA	3,600
2	Long Wet	50	880	430	NA	NA	3,140
3	Long Dry	25	1,270	610	NA	NA	3,630
4	Long Dry	40	970	470	NA	NA	3,170
5	Preheater	40	1,330	NA	438	518	4,120
6	Preheater	70	970	NA	655	753	3,490
7	Precalciner	100	1,010	NA	598	665	4,870
8	Precalciner	150	830	NA	820	894	4,400
평 균			1,048.8	515.0	627.8	707.5	3,802.5

NA- Not Applicable

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technology Document - NO_x Emission from Cemet Manufacturing」

다. 철강생산공정

제선과 제강공정의 차이는 선철을 얻을 때 철광석을 사용하느냐 아니면 고철(스크랩)을 사용하느냐의 차이이다. 그리고 일단 선철이 생산되면 이를 가공처리하여 제품을 생산하는 후 공정은 동일하다. 일관 제철소의 경우 NO_x 발생 시설이 코크스로, 소결로, 소성로, 용광로 등 많이 존재하지만, 여기서는 제강로 후의 대표적 제품 생산

공정인 가열로, 표면처리공정, 도금공정에서의 탈질 기술에 대하여 살펴본다.

1) 기술별 NOx 저감 효율

제강공정의 후처리 공정에 적용되는 탈질기술은 저 과잉공기 기술(Low Excess Air)과 저NOx버너 기술, 배가스 순환기술(FGR), SNCR, SCR이 대표적이다.

재가열로에는 주로 저NOx버너와 같은 연소조건 변경기술이 적용되고 저감효율은 13%(LEA)~77%(LNB+FGR)인데, 특히 저 과잉공기 기술만으로도 13%나 저감 가능하다는 사실이 흥미롭다. 표면처리 공정의 경우, 저 NOx버너는 50%의 효율이 가능하고 SNCR은 60%, 그리고 SCR은 85%에 이른다. 특히 LNB와 SCR을 함께 사용할 경우 저감효율은 90%에 달한다.

<표 4-17> NOx Controlled Emissions 및 저감율

로 형태	제어	배출 (LB/MMBtu) Regenerative	배출 (LB/MMBtu) Recuperative	배출 (LB/MMBtu) Cold-Air	저감율(%)
재가열	LEA	0.69	0.17	0.12	13
	LNB	0.27	0.068	0.046	66
	LNB+FGR	0.18	0.046	0.031	77
표면처리	LNB	0.48	0.20	0.07	50
	LNB+FGR	0.38	0.16	0.07	60
	SNCR	0.38	0.16	0.07	60
	SCR	0.14	0.06	0.02	85
	LNB+SNCR	0.19	0.08	0.03	80
	LNB+SCR	0.095	0.04	0.015	90
도금	LNB	0.57	0.20	0.07	50
	LNB+FGR	0.46	0.16	0.06	60

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technology Document - NOx Emission from Iron and Steel Mills」

2) 비용

<표 4-18>은 300MMBtu/hr 규모의 재가열로에서 적용 가능한 저감기술의 비용 및

비용효과에 대한 자료이며, 이때의 비용은 1994년 기준 가격이다. 자본비용을 보면 저과잉공기(LEA) 기술이 190천\$로써 가장 작고 저NO_x버너 230천\$, 저NO_x버너+배가스순환(FRG)이 340천\$로 가장 크다. 그리고 연간비용도 저과잉공기, 저NO_x버너, 저NO_x버너+배가스순환 순서로 각각 51천\$, 60천\$, 83천\$이다. 하지만 비용효과 측면에서는 저NO_x버너, 저NO_x버너+배가스순환, 그리고 저과잉공기의 순서로 나타나 저과잉공기 기술은 효과적이지 못함을 알 수 있다.

<표 4-18> 비용 및 비용효과 - 300 MMBtu/hr 재가열로(1994\$)

제 어	Firing 형태	자본 비용 (\$1,000)	연간 비용 (\$1,000/yr)	비용효과 (\$/ton of NO _x)
LEA	Regenerative	190	51	410
	Recuperative	190	51	1,600
	Cold-air	190	51	2,400
LNB	Regenerative	230	60	90
	Recuperative	230	60	350
	Cold-air	230	60	400
LNB+FGR	Regenerative	340	83	110
	Recuperative	340	83	460
	Cold-air	340	83	690

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technology Document - NO_x Emission from Iron and Steel Mills」

다음의 <표 4-19>는 표면처리 공정(200MMBTU/hr)에서의 기술별 비용 및 비용효과 결과이다. 여기서는 저 NO_x 버너, FGR, SCR, SNCR 및 각 기술의 조합 등 7개 기술군에 대하여 분석하였다. 자본비용의 경우, SCR(SCR이 포함된 기술군 포함)이 4,000\$로 가장 큰데, 이는 가장 작은 저 NO_x 버너의 7.4배에 해당된다. 반면 SNCR은 저NO_x 버너의 1.3배에 불과하다. 연간비용의 경우, 저 NO_x 버너가 77천\$로 가장 작게 들고 SCR은 저 NO_x 버너의 10.3배인 790천\$ 이며, 반면에 SNCR은 저 NO_x 버너 + 배가스 순환 기술보다 연간비용이 싸게 나타나 설비 유지비용이 매우 작은 것을

알 수 있다. 한편, NO_x 1톤을 처리하는데 필요한 비용, 즉 비용효과는 저 NO_x 버너가 200~1,300\$로 가장 적고, 저 NO_x 버너 + SCR의 조합이 1,300~7,900\$로 가장 높다.

<표 4-19> 비용 및 비용효과 - 200 MMBtu/hr 표면처리로(1994\$)

제 어	Firing 형태	자본 비용 (\$1,000)	연간 비용 (\$1,000/yr)	비용효과 (\$/ton of NO _x)
LNB	Regenerative	540	77	200
	Recuperative	540	77	480
	Cold-air	540	77	1,300
LNB+FGR	Regenerative	810	120	260
	Recuperative	810	120	580
	Cold-air	810	120	1,600
SNCR	Regenerative	690	260	580
	Recuperative	690	260	1,300
	Cold-air	690	260	3,700
SCR	Regenerative	4,000	790	1,200
	Recuperative	4,000	790	2,900
	Cold-air	4,000	790	3,700
LNB+SCR	Regenerative	4,500	870	1,300
	Recuperative	4,500	870	3,100
	Cold-air	4,500	870	7,900
LNB+SNCR	Regenerative	1,200	340	570
	Recuperative	1,200	340	1,100
	Cold-air	1,200	340	3,400

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technology Document - NO_x Emission from Iron and Steel Mills」

다음의 <표 4-20>은 100MMBtu/hr용량의 도금로에 대한 저 NO_x 버너 기술과 저 NO_x 버너 + FGR 기술의 비용 비교결과이다. 자본비용 규모는 250천\$~380천\$이고

년간 연간비용은 40천\$~60천\$의 범위에 있다. NO_x 톤당 처리비는 110\$~900\$(저 NO_x버너)와 140\$~1,200\$(저 NO_x 버너 + 배가스 순환)의 범위이며, 표면처리를 위한 로 보다는 비용 효과 측면에서 유리함을 알 수 있다.

<표 4-20> 비용 및 비용효과 - 100 MMBtu/hr 도금공정(1994\$)

제 어	Firing 형태	자본 비용 (\$1,000)	연간 비용 (\$1,000/yr)	비용효과 (\$/ton of NO _x)
LNB	Regenerative	250	40	110
	Recuperative	250	40	320
	Cold-air	250	40	900
LNB/FGR	Regenerative	380	60	140
	Recuperative	380	60	410
	Cold-air	380	60	1,200

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technology Document - NO_x Emission from Iron and Steel Mills」

라. 유리 제조 공정

유리제조 산업도 미국 Clean Air Act에서 정하는 연간 25톤 이상의 질소산화물을 배출하는 고정 오염원에 해당하는 산업이다. 유리제조 공정에 대해서는 연소 방법의 변경기술과 배 가스 처리기술의 저감효율과 비용, 비용효과에 대하여 살펴보았다.

1) 저감효율

<표 4-21>은 각 기술의 저감효율을 나타낸 것이다. 유리제조 공정의 경우, 저 NO_x 버너와 SNCR이 40% 정도의 저감효율 밖에 나타내지 못하였고, SCR과 Oxy-Firing 기술은 각각 75%, 85%의 효과를 나타내어 Oxy-Firing 기술이 가장 효과적인 저감기술이 될 수 있음을 보여주었다.

<표 4-21> 기술별 NO_x 배출 감소율-유리제조공정

기 술	NO 감소(%)
연소 변형(combustion modifications)	
저 NO _x 버너	40
Oxy-firing	85
후연소 변형(Postcombustion modifications)	
SCR	75
SNCR	40

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technology Document - NO_x Emission from Glass Manufacturing」

2) 기술별 비용 및 비용효과

유리 생산 설비에 적용 가능한 저감기술의 비용을 살펴보면, 저 NO_x 버너가 자본비용 265천\$~1,340천\$, 연간비용 123천\$~621천\$ 정도가 들고, SNCR은 자본비용 310천\$~1,560천\$, 연간비용 130천\$~660천\$가 소요되어, 두 기술이 비슷한 저감효율을 나타내는 사실을 감안하면 저 NO_x 버너가 유리한 것으로 보인다. SCR의 경우, 자본비용이 528천\$~2,690천\$, 연간 비용 404천\$~1,200천\$의 범위에 있다.

<표 4-22> NO_x 제어기술별 자본 및 운영 비용(1994\$)

Plant size (톤/일)	Low NO _x burner		Oxy-firing		SCR		SNCR	
	C ^a (\$10 ³)	A ^b (\$10 ³ /yr)	C (\$10 ³)	A (\$10 ³ /yr)	C (\$10 ³)	A (\$10 ³ /yr)	C (\$10 ³)	A (\$10 ³ /yr)
50 (Pressed down)	265	123	1,930	706	528	404	310	130
250 (container)	695	320	5,070	1,860	1,390	769	810	340
750 (flat)	1,340	621	9,810	3,590	2,690	1,200	1,560	660

a : C = 자본비용, b : A = 연간비용

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technology Document - NO_x Emission from Glass Manufacturing」

이들 값을 유리의 단위 생산규모당 비용으로 환산하여 살펴보면, 자본비용은 3.2~24.0(천\$/ton glass/hr)의 범위에 있고 연간비용은 1.5~8.8(천\$/ton glass/hr)의 범위에 있다. 저감효과가 가장 우수한 Oxy-Firing 기술은 SCR에 비해 자본비용 3.6배, 연간비용 2.0배에 이른다(<표 4-23>)

<표 4-23> 유리의 단위생산규모당 기술별 비용비교(천\$/ton of glass/hr)

	저 NOx 버너	Oxy-Firing	SNCR	SCR
자본비용(평균)	3.3	24.0	3.2	6.6
연간비용(평균)	1.5	8.8	1.6	4.3

NOx 1톤을 처리하는데 필요한 비용은 저 NOx 버너의 경우 평균 1,463\$, Oxy-Firing은 3,950\$, SCR은 2,070\$, 그리고 SNCR은 1,533\$로 평가되었다. Oxy-Firing 기술이 비록 고효율을 보장해 주지만 처리비용이 SCR의 약 2배에 달한다. 또 저 NOx 버너는 SNCR과 처리효율은 비슷하지만, 처리비용은 약 4.6% 저렴하기 때문에 저 NOx 버너가 적합한 기술로 평가된다.

<표 4-24> 비용효과 - 유리용해로에 대한 기술별 비용효과 비교

Plant size (ton/day)	비용효과 (\$/ton NOx)			
	저 NOx 버너	Oxy-firing	SCR	SNCR
50 (pressed/blown)	1,680	4,400	2,950	1,770
250 (container)	1,920	5,300	2,460	2,000,
750 (flat)	790	2,150	800	830 (990-1700)
평 균	1,463	3,950	2,070	1,533

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technology Document - NOx Emission from Glass Manufacturing」

마. Process Heaters

석유정제공정이나 화학공정에서 주로 사용되는 일종의 열교환기인 공정가열기(process heater)에서도 다량의 질소산화물이 발생된다. 사용되는 연료에 따라 질소산화물의 배출량이 다르기 때문에, 탈질기술도 연료 종류에 따라 효율이 다르게 나타난다.

1) 기술별 저감효율

가열기에 사용되는 연료는 주로 가스 연료(천연가스 혹은 정제연료 가스) 아니면 액체 연료(잔사유 혹은 distillate oil)이다. 동일한 기술이라 하더라도 가스연료를 사용하는 경우에 저감효율이 높게 나타난다. 그리고 고온의 열분해로 보다는 저온의 가열로에서 저 NO_x 버너의 효율이 높은 특징을 보인다. 가스 연료를 사용하는 경우, 저 NO_x 버너의 효율은 가열로 50%로서 열분해로의 25% 보다 2배의 높은 효율을 보인다.

<표 4-25> 가스 사용 공정가열로의 탈질기술별 저감 효율

제어기술	NO _x 저감효율(% , 가열로)	NO _x 저감효율(% , 열분해로)
LNB	50	25
SNCR	60	60
SCR	75	75
LNB + FGR	55	55
LNB + SNCR	80	70
LNB + SCR	88	81

자료: USEPA, 1993, 「Alternative Control Technology Document - NO_x Emission from Process Heaters(Revised)」

액체 연료를 사용하는 가열로의 경우, 열전달 방식이 강제 순환(Mechanical Draft:

<표 4-26> 액체 연료 사용 가열로의 기술별 NOx 저감효율

Draft 및 연료 형태	제어기술	NOx 저감효율 (%)
ND, distillate	(ND) LNB	40
	(MD) LNB	43
	SNCR ^a	60
	(MD) SCR	75
	(MD) LNB + FGR	43
	(ND) LNB + SNCR	76
	(MD) LNB + SNCR	77
	(MD) LNB + SCR	86
ND, residual	(ND) LNB	27
	(MD) LNB	33
	SNCR	60
	(MD) SCR	75
	(MD) LNB + FGR	28
	(ND) LNB + SNCR	71
	(MD) LNB + SNCR	73
	(MD) LNB + SCR	83
MD, distillate	(MD) LNB	45
	(MD) SNCR	60
	(MD) SCR	75
	(MD) LNB + FGR	48
	(MD) LNB + SNCR	78
	(MD) LNB + SCR	92
MD, residual	(MD) LNB	37
	(MD) SNCR	60
	(MD) SCR	75
	(MD) LNB + FGR	34
	(MD) LNB + SNCR	75
	(MD) LNB + SCR	91

주) SNCR은 ND 또는 MD형태에 상관없이 효율이 동일하다.

자료: USEPA, 1993, 「Alternative Control Technology Document - NOx Emission from Process Heaters(Revised)」

MD) 방식인가 자연 순환(Natural Draft: ND)방식인가에 따라 공정이 구분되고 이때 저감효율도 차이를 보인다. 대체로 강제 순환 방식이 자연 순환 방식보다, 증류유가 잔사유를 사용할 때보다 저감효율이 높게 나타난다. 저감효율의 범위를 보면 자연 순환 방식의 잔사유를 연료로 사용하는 시스템에서 저 NO_x 버너의 효율이 27%로 가장 낮고, 증류유를 연료로 사용하는 강제 순환 방식 시스템에서 저 NO_x 버너 + SCR이 설치되었을 때 93%의 최고 효율을 보인다. 그리고 SCR은 75%, SNCR은 60%의 효율을 나타낸다.

2) 기술별 비용 및 비용효과

<표 4-27>은 자연 순환 방식의 천연가스 사용 가열기에 적용 가능한 탈질기술의 효율과 비용, 비용효과를 나타낸 것이다. 자본비용은 가열기의 용량에 따라 비례하지만, 단위 열량당 자본 비용은 감소한다. 1MMBtu/hr당 자본비용을 보면, 저 NO_x 버너의 경우 평균 4.8천\$, SNCR 7.6천\$, 그리고 SCR이 평균 32.6천\$이다. 따라서 자본 비용만으로 보면 SCR이 저 NO_x 버너의 6.8 배의 자본비용이 필요하다. 질소산화물 1톤 처리비는 저 NO_x 버너가 1,530~2,820\$의 범위이고, SNCR은 2,710~6,770\$, 그리고 SCR이 6,940~16,200\$ 범위에 있다. 그러나 SCR+LNB의 경우에는 처리비용이 6,600~15,100\$로써 오히려 SCR보다 낮은 처리비용을 보이고 효율은 높은 특징을 보인다.

<표 4-27> 가열용량별 탈질기술의 효율 및 비용(1991\$)

용량 (MMBtu/hr)	NOx 제어 기술	NOx 저감효율(%)	자본비용(\$)	비용·효과 (\$/ton of NOx)
				0.9 ¹⁾
17	(ND) LNB	50	58,200	2,820
	(MD) LNB	50	191,000	4,600
	(ND) SNCR	60	155,000	6,770
	(MD) SNCR	60	258,000	5,610
	(MD) SCR	75	951,000	16,200
	(MD) LNB + FGR	55	253,000	5,710
	(ND) LNB + SNCR	80	213,000	6,840
	(MD) LNB + SNCR	80	346,000	5,530
	(MD) LNB + SCR	88	995,000	15,100
36	(ND) LNB	50	92,600	2,120
	(MD) LNB	50	302,000	3,430
	(ND) SNCR	60	243,000	5,150
	(MD) SNCR	60	405,000	4,180
	(MD) SCR	75	1,500,000	12,300
	(MD) LNB + FGR	55	399,000	4,290
	(ND) LNB + SNCR	80	335,000	5,190
	(MD) LNB + SNCR	80	544,000	4,190
	(MD) LNB + SCR	88	1,570,000	11,400

주 1) 가열로의 용량 factor, 1일 때 용량 100% 가열

자료: USEPA, 1993, 「Alternative Control Technology Document - NOx Emission from Process Heaters(Revised)」

<표 4-27> 가열용량별 탈질기술의 효율 및 비용(1991\$)(계속)

용량 (MMBtu/hr)	NOx 제어 기술	NOx 저감효율(%)	자본비용(\$)	비용효과 (\$/ton of NOx)
				0.9 ¹⁾
77	(ND) LNB	50	133,000	1,430
	(MD) LNB	50	457,000	2,430
	(ND) SNCR	60	383,000	3,940
	(MD) SNCR	60	639,000	3,170
	(MD) SCR	75	2,390,000	9,370
	(MD) LNB + FGR	55	610,000	3,120
	(ND) LNB + SNCR	80	516,000	3,850
	(MD) LNB + SNCR	80	839,000	3,119
	(MD) LNB + SCR	88	2,480,000	8,640
121	(ND) LNB	50	232,000	1,580
	(MD) LNB	50	685,000	2,320
	(ND) SNCR	60	502,000	3,380
	(MD) SNCR	60	838,000	2,710
	(MD) SCR	75	3,160,000	8,020
	(MD) LNB + FGR	55	887,000	2,890
	(ND) LNB + SNCR	80	734,000	3,520
	(MD) LNB + SNCR	80	1,190,000	2,830
	(MD) LNB + SCR	88	3,370,000	7,550

주 1) 가열로의 용량 factor, 1일 때 용량 100% 가열

<표 4-27> 가열용량별 탈질기술의 효율 및 비용(1991\$)(계속)

용량 (MMBtu/hr)	NOx 제어 기술	NOx 저감효율(%)	자본비용(\$)	비용효과 (\$/ton of NOx)
				0.9 ¹⁾
186	(ND) LNB	50	346,000	1,530
	(MD) LNB	50	955,000	2,100
	(ND) SNCR	60	650,000	2,930
	(MD) SNCR	60	1,090,000	2,330
	(MD) SCR	75	4,130,000	6,940
	(MD) LNB + FGR	55	1,220,000	2,600
	(ND) LNB + SNCR	80	996,000	3,150
	(MD) LNB + SNCR	80	1,600,000	2,530
	(MD) LNB + SCR	88	4,460,000	6,600

주 1) 가열로의 용량 factor, 1일 때 용량 100% 가열

위의 결과 중에서 저 NOx 버너, SNCR, SCR 세 기술에 대한 비용만 다시 살펴보면, 1 MMBtu/hr 열량당 자본 비용은 저 NOx 버너가 4.8천\$로 가장 낮고, SNCR 7.6천\$, SCR 32.6천\$ 정도이다. NOx 1톤 처리비용도 저 NOx 버너 2.0천\$, SNCR 4.0천\$, SCR 9.5천\$ 이다.

<표 4-28> 자연순환식 가열로의 기술별 비용비교

(천\$/MMBtu/hr, \$/ton of NOx, 1991\$)

	저 NOx 버너	SNCR	SCR
자본비용(평균)	4.8	7.6	32.6
비용효과(평균)	2,046	4,017	9,504

천연가스를 연료로 사용하는 강제순환방식의 가열로에서의 저감기술별 자본 비용과 비용효과는 다음 <표 4-29>와 같다. 이중 저 NO_x 버너와 SCR, SNCR에 대해서만 살펴보면, 자본비용의 경우 저 NO_x 버너는 약 3.5천\$/MMBtu/hr, SNCR은 4.6천\$/MMBtu/hr, SCR 22.3천\$/MMBtu/hr이고, NO_x 1톤 처리비용은 저 NO_x 버너 1.4천\$, SNCR 1.9천\$, SCR 7.7천\$로 추정되었다. 따라서 다른 공정에서와 마찬가지로 SCR이 효율이 좋은 반면 초기 자본비용과 처리 단가가 가장 비싸고, 저 NO_x 버너가 비용측면에서는 가장 유리한 것으로 판단된다.

<표 4-29> 강제 순환식 가열로의 저감기술 성능 및 비용(1991\$)

용량 (MMBtu/hr)	NOx 제어 기술	NOx 저감효율(%)	자본비용(\$)	비용효과 (\$/ton of NOx)
				0.9 ¹⁾
40	LNB	50	130,000	1,330
	SNCR	60	258,000	2,640
	SCR	75	1,270,000	10,600
	LNB + FGR	55	234,000	2,340
	LNB + SNCR	80	388,000	2,810
	LNB + SCR	88	1,400,000	9,880
77	LNB	50	282,000	1,500
	SNCR	60	383,000	2,130
	SCR	75	1,900,000	8,460
	LNB + FGR	55	436,000	2,270
	LNB + SNCR	80	665,000	2,530
	LNB + SCR	88	2,180,000	8,110
114	LNB	50	507,000	1,820
	SNCR	60	484,000	1,880
	SCR	75	2,420,000	7,410
	LNB + FGR	55	702,000	2,460
	LNB + SNCR	80	992,000	2,550
	LNB + SCR	88	2,930,000	7,390

주 1) 가열로의 용량 factor, 1일 때 용량 100% 가열

자료: USEPA, 1993, 「Alternative Control Technology Document - NOx Emission from Process Heaters(Revised)」

<표 4-29> 강제 순환식 가열로의 저감기술 성능 및 비용(1991\$)(계속)

용량, (MMBtu/hr)	NOx 제어 기술	NOx 저감효율(%)	자본비용(\$)	비용효과 (\$/ton of NOx)
				0.9 ¹⁾
174	LNB	50	541,000	1,270
	SNCR	60	624,000	1,660
	SCR	75	3,150,000	6,440
	LNB + FGR	55	792,000	1,860
	LNB + SNCR	80	1,170,000	2,040
	LNB + SCR	88	3,700,000	6,250
263	LNB	50	777,000	1,210
	SNCR	60	800,000	1,470
	SCR	75	4,090,000	5,640
	LNB + FGR	55	1,100,000	1,720
	LNB + SNCR	80	1,580,000	1,860
	LNB + SCR	88	4,860,000	5,530

주 1) 가열로의 용량 factor, 1일 때 용량 100% 가열

자료: USEPA, 1993, 「Alternative Control Technology Document-NOx Emission from process Heaters(Revised)」

<표 4-30> 강제 순환식 가열로의 기술별 비용비교(천\$/MMBtu/hr, \$/ton of NOx)

	저 NOx 버너	SNCR	SCR
자본비용(평균)	3.5	4.6	22.3
비용효과(평균)	1,426	1,956	7,710

바. 산업용 보일러

산업체에서 스팀이나 열원을 얻기 위해 보일러를 운영하고 있는데, 보일러는 사용 연료의 종류와 구조에 따라 분류된다. 보일러 형태와 연료에 따라 질소산화물 발생농도가 다르기 때문에 동일한 저감기술에 대해서도 저감효율이 달라진다.

1) 기술별 저감효율

보일러에 적용되는 저감기술은 다른 공정과 유사하다. 대표적으로는 연소조건 변화기술(SCA, NGR, RAP, Gas Co-firing, FGR, LNB) 등이 있고 후처리 기술로는 SCR과 SNCR이 있다. 먼저, 연소조건 변경기술의 효율을 살펴보면, watertube 형태의 보일러는 SCA(Staged Combustion Air)가 최고 46%의 효율을 보이고 저 NO_x 버너는 최고 71%, NGR(Natural Gas Reburing)은 30%, RAP(Reducing Air Preheat Temperature)은 30%의 효율을 보인다. 그리고 FGR(Flue Gas Recirculation)은 최고 74%의 저감효율을 보인다. 전체적으로는 천연가스를 연료로 사용하는 보일러에서의 효율이 다른 연료를 사용하는 보일러보다 높은 저감효율을 보인다.(<표 4-31>)

Firetube 형식 보일러의 연소조건 변경 기술은 전술한 watertube 보일러에 적용되는 기술과 유사하다. 대신 기름과 가스 연료만 사용하는 것이 특징이다. SCA의 경우 최고 49%의 저감효율을 보이고 FGR은 최고 76%, 저 NO_x 버너는 최고 82%까지 저감효율을 나타낸다.(<표 4-32>)

배가스 처리기술인 SCR과 SNCR의 경우를 살펴보면, 보일러 형태와 사용연료의 종류에 따라 차이가 있지만 SCR은 53~91%의 효율을, SNCR은 30~83%의 저감효율을 보인다. 연소변경 기술보다는 대체로 높은 저감효율을 나타내고 있어 배출허용기준의 수준에 따라 후처리 설비의 도입여부가 결정될 것으로 보인다.(<표 4-33>)

<표 4-31> Watertube 보일러에 대한 연소조건 변경기술의 저감율

보일러 형식 및 연료	NOx 제어기술	NOx 저감율(%)	NOx 제어 수준 (lb/NMMBtu)
미분탄, wall-fired	SCA	15-39	0.33-0.93
	LNB	49-67	0.26-0.50
	NGR	N.A.	0.23-0.52
	LNB+SCA	42-66	0.24-0.49
미분탄, T-fired	SCA	25	0.29-0.38
	LNB	18	0.36
	NGR	30	0.23
	LNB+SCA	55	0.20
스토커	SCA	1-35	0.22-0.52
	FGR+SCA	0-60	0.19-0.47
	RAP	32	0.30
	Gas cofiring	20-25	0.18-0.20
석탄, 유동상	SCA	40-67	0.10-0.14
잔사유	LNB	30-60	0.09-0.23
	FGR	4-30	0.12-0.25
	SCA	5-40	0.22-0.74
	LNB+FGR	N.A.	0.23
	LNB+SCA	N.A.	0.20-0.40
증류유	LNB	N.A.	0.08-0.33
	FGR	20-68	0.04-0.15
	SCA	30	0.09-0.12
	LNB+FGR	N.A.	0.03-0.13
	LNB+SCA	N.A.	0.20
천연가스	SCA	17-46	0.06-0.24
	LNB	39-71	0.03-0.17
	FGR	53-74	0.02-0.10
	LNB+FGR	55-84	0.02-0.09
	LNB+SCA	N.A.	0.10-0.20

주) N.A. = Not available.

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technology Document - NOx Emission from Industrial/Commercial/Institutional(ICI) Boilers」

<표 4-32> Firetube 보일러에 대한 연소조건 변경기술별 저감율

연 료	NOx 제어기술	NOx 저감율(%)	NOx 제어 수준 (lb/NMMBtu)
잔사유	LNB	30-60	0.09-0.25
	SCA	49	0.11
증류유	LNB	15	0.15
	FGR	N.A.	0.04-0.16
천연가스	SCA	5	0.08
	LNB	32-78	0.02-0.08
	FGR	55-76	0.02-0.08
	LNB+FGR	N.A.	0.02-0.04
	Radiant LNB	53-82	0.01-0.04

주) N.A. = Not available.

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technology Document - NOx Emission from Industrial/Commercial/Institutional(ICI) Boilers」

<표 4-33> 산업용 보일러에 대한 배가스 처리기술별 저감율

보일러 형식 및 연료	NOx 제어기술	NOx 저감율(%)	NOx 제어 수준 (lb/NMMBtu)
미분탄, wall-fired	SNCR-Urea	30-83	0.15-0.40
석탄, 유동상	SCR	53-63	0.10-0.15
석탄, 스토커	SCNR-Ammonia	50-66	0.15-0.18
석탄, 스토커	SCNR-Urea	40-74	0.14-0.28
목재, 스토커	SNCR-Ammonia	50-80	0.04-0.23
	SNCR-Urea	25-78	0.09-0.17
도시쓰레기, 스토커	SNCR-Ammonia	45-79	0.07-0.31
	SNCR-Urea	41-75	0.06-0.03
	SCR	53	0.05
석탄, 유동상	SNCR-Ammonia	76-80	0.04-0.09
	SNCR-Urea	57-88	0.03-0.14
목재, 유동상	SNCR-Ammonia	44-80	0.03-0.20
	SNCR-Urea	60-70	0.06-0.07

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technology Document - NOx Emission from Industrial/Commercial/Institutional(ICI) Boilers」

2) 비용 및 비용효과

<표 4-34>는 산업용 보일러에 적용되는 저감기술별 비용과 처리단가를 연료별로 구분하여 정리한 것이다. 자본비용을 살펴보면 SCR이 다른 기술에 비해 높아 초기투자비가 많이 소요되는 것을 알 수 있고, 저 NO_x 버너의 경우 650~8,300\$/MMBtu/hr, SNCR은 970~3,300\$/MMBtu/hr의 초기 투자비가 필요하다. 연간 비용 역시 SCR이 가장 높은 1,500~5,800\$/MMBtu/hr 범위이고 SNCR은 500~1,200\$/MMBtu/hr, 저NO_x 버너는 340~1,500\$/MMBtu/hr의 범위이다.

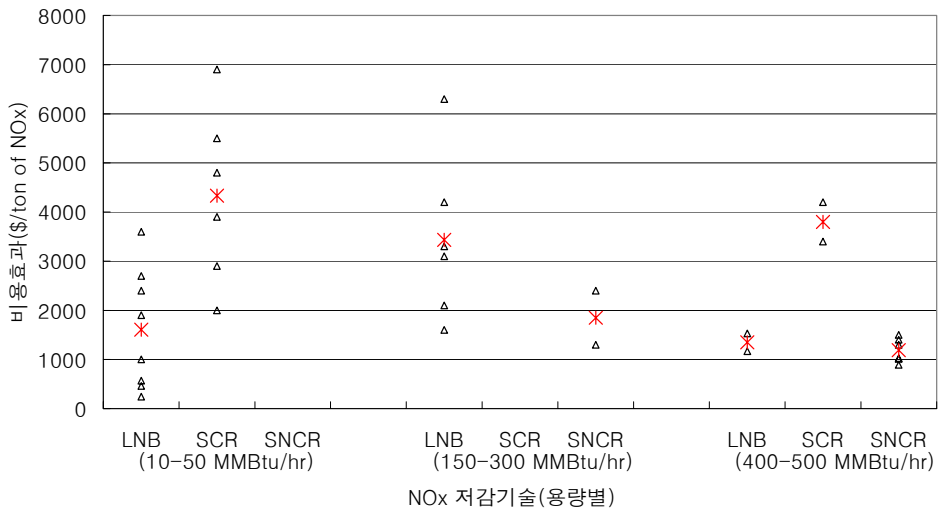
<그림 4-1>~<그림 4-3>은 저감기술의 비용효과, 자본비용, 그리고 연간비용을 보일러 용량별로 구분하여 나타낸 것이다. NO_x 1톤당 평균 처리비용은 10~50MMBtu/hr 규모의 경우 SCR은 4,333\$, 저 NO_x 버너 1,609\$이고, 150~300MMBtu/hr의 경우 SNCR 1,850\$, 저 NO_x 버너 3,433\$이며, 400~600MMBtu/hr의 용량은 SCR 3,800\$, SNCR 1,188\$, 그리고 저 NO_x 버너 1,350\$ 로써 보일러 용량이 커질수록 처리단가가 감소하고 있다. 1MMBtu/hr당 소요되는 자본비용의 경우에도 10~50MMBtu/hr 규모의 경우 SCR은 4,650\$, 저 NO_x 버너 2,663\$이고, 400~500MMBtu/hr의 용량에서는 SCR 20,000\$, SNCR 1,600\$, 그리고 저 NO_x 버너 5,300\$로 나타났다.

<표 4-34> NOx 제어기술의 비용 및 비용효과(1992\$)

연료형태	보일러 종류 및 용량(MMBtu/hr)		NOx 저감기술	자본비용 (\$/MMBtu/hr)	연간비용 (\$/MMBtu/hr)	비용효과 (\$/ton of NOx)
미분탄	Watertube	400	LNB	5,300	1,220	1,170-1,530
			SNCR	1,600-2,100	950-1,200	1,010-1,400
			SCR	20,000	5,800	3,400-4,200
석탄	FBC	400	SNCR	1,600	680	890-1,030
	S. Stoker	400	SNCR	1,100	1,200	1,300-1,500
천연가스	Packaged firtube	10.5	OT+WI	2,400	690	3,100-3,700
			OT+FGR	5,300	1,100	8,000-11,000
	Single burner packaged watertube	50	OT+WI	530	210	710-820
			LNB	650-2,300	340-420	570-2,400
			LNB+FGR	2,100-4,700	430-890	1,600-4,400
			SCR	2,400-6,900	1,500-1,900	4,800-6,900
	Multiburner field-erected watertube	300	OT+SCA ¹⁾	190	96	210-240
			LNB	5,100-8,300	990-1,500	2,100-4,200
증류유	Packaged firtube	10.5	OT+FGR	5,400		4,500-6,200
	Single burner packaged watertube	50	LNB	2,300		460-1,900
			LNB+FGR	2,100-4,700		1,000-3,300
			SCR	2,400-6,900		3,900-5,500
	Multiburner watertube	300	LNB	5,100-8,300		3,100-6,300
잔사유	Firetube	10.5	LNB	5,400		2,700-3,600
	Single burner packaged watertube	50	LNB	2,300		240-1,000
			LNB+FGR	2,100-4,700		760-2,000
			SCR	2,400-6,900		2,000-2,900
	Multiburner watertube	300	LNB	5,100-8,300		1,600-3,300
폐목재	Stoker	150	SNCR	2,100-2,500	500-800	1,300-2,400
	FBC	400	SNCR	970	590	1,500-1,600
도시쓰레기	Stoker	500	SNCR	2,100-3,300	940-1,100	1,500-2,100

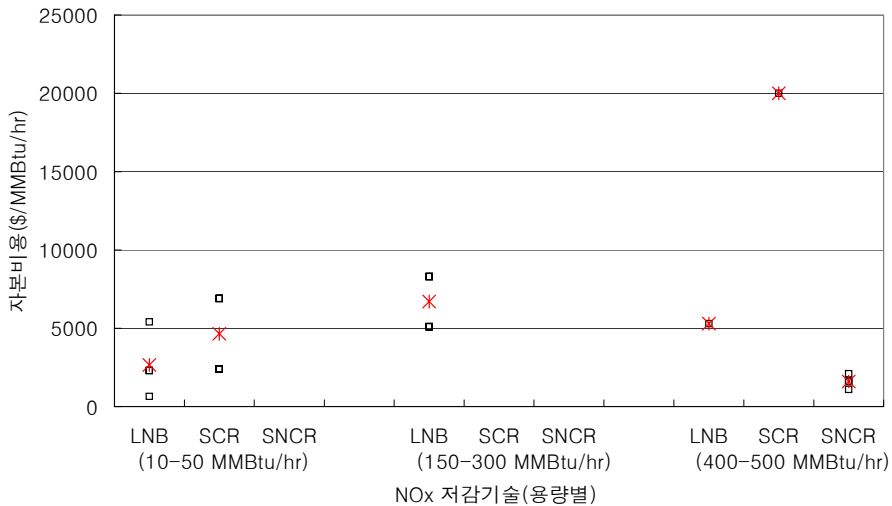
1) : SCA is burns our of service

자료: USEPA, 1994, 「Alternative Control Technology Document - NOx Emission from Industrial/Commercial/Institutional(ICI) Boilers」



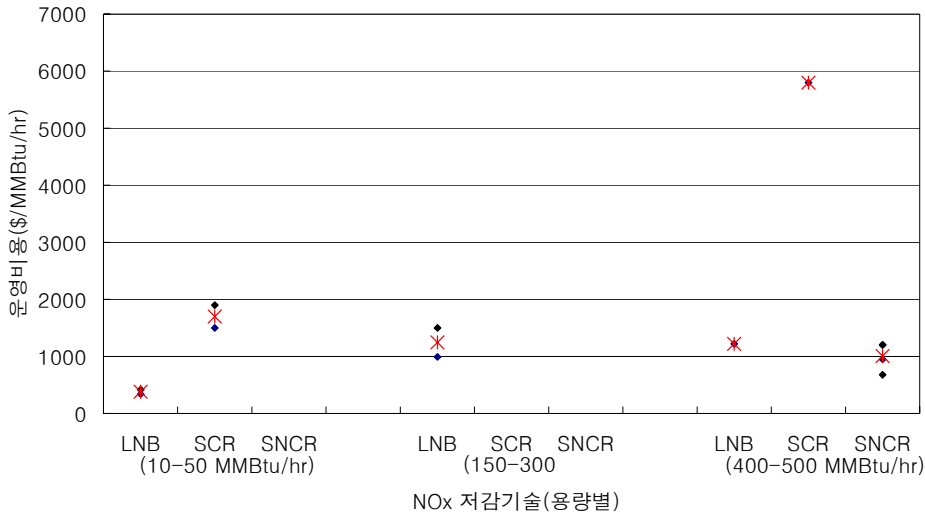
주: *는 평균치를 나타냄

<그림 4-1> 산업용 보일러 용량별 NOx 저감기술 비용효과



주: *는 평균치를 나타냄

<그림 4-2> 산업용 보일러 용량별 NOx 저감기술 자본비용



주: *는 평균치를 나타냄

<그림 4-3> 산업용 보일러 용량별 NOx 저감기술 연간비용

사. 도시쓰레기 소각시설

도시 쓰레기에는 쓰레기 자체에 질소 함량이 보통 0.3-0.7%가 포함되어 있지만, 소각시에 NOx로 배출되는 비율은 질소함량의 10-30% 정도이고 나머지는 N₂로 배출된다. 질소함량이 다른 여러 가지 종류의 쓰레기를 소각하여 질소함량과 배출되는 NOx 농도와의 관계를 조사한 결과, 배출농도는 소각로의 운전조건과 형식에 의해 차이가 날 뿐 쓰레기중 질소함량과는 무관한 것으로 알려지고 있다. 다음은 미국의 도시쓰레기 소각로에 적용가능한 탈질기술과 비용분석 결과이다.

1) 기술별 NOx 저감 효율

소각시설에서 배출되는 NOx는 Fuel-NOx의 비중이 큰 편이다. 따라서 쓰레기에 포함된 질소성분이 연소과정에서 N₂로 전환되도록 연소환경을 바꾸는 기술을 우선적으

로 고려하고, 다음으로는 일반적인 후처리기술에 의존해야 한다.

연소조건 변경기술은 일반적인 단계적 연소기술과 저과잉공기 연소기술, 그리고 배가스 순환기술이 보편적으로 사용되며, 저감효율은 10-30% 정도이다. 이 외에도 천연가스를 주입하여 환원분위기를 형성하는 Natural Gas Injection(NGI) 기술이 응용되고 있으며 저감효율은 30-40% 정도로 보고되고 있다. 쓰레기 소각로의 경우, 보조연료의 연소로 인한 NO_x 발생률은 미미하기 때문에 저 NO_x버너의 적용은 고려되지 않는다. 배가스 처리기술은 SNCR과 SCR이 대표적으로 이용된다. SNCR의 경우 환원제 투입량에 따라 45-75%의 저감효율을 보이고 있으며, SCR은 80-90%의 높은 저감효율을 보인다.

<표 4-35> 기술별 달성 가능한 NO_x 저감율(도시쓰레기 소각로)

NO _x 제어 기술	달성 가능한 NO _x 배출 저감율 (%)
단계적연소, 저과잉공기연소, 배가스재순환	10-30
가스 재연소기술(천연가스사용)	30-60
SNCR	45-65
SCR	80-90

자료: USEPA, 1995, 「NO_x Control Technologies Applicable to Municipal Waste Combustion」

2) 비용

소각로에 사용되는 기술의 소요 비용 분석 결과는 <표 4-36>과 같다. 다른 배출시설과 마찬가지로 자본비용과 연간비용은 처리시설 규모에 비례하여 감소한다. 기술별로는 자본비용과 연간비용 모두 암모니아를 사용하는 SNCR이 가장 저렴하고, 천연가스를 사용하는 가스 재연소 기술, 그리고 SCR 기술의 순서이다.

<표 4-36> 도시 쓰레기 소각로에 적용되는 탈질기술별 비용비교

NOx 저감기술		자본비용 (천\$/톤/일)	연간비용 (\$/톤)	비용효과 (천\$/ton of NOx)
가스 재연소 (천연가스 사용)	100톤/일	5.4	4.1	3.2
	400톤/일	1.9	2.3	1.7
	750톤/일	1.5	2.0	1.4
SNCR	100톤/일	5.0	3.9	3.4
	400톤/일	2.0	1.5	1.3
	750톤/일	1.5	1.1	0.9
SCR	100톤/일	50.0	24.6	15.3
	400톤/일	20.8	12.6	7.8
	750톤/일	15.2	10.3	6.4

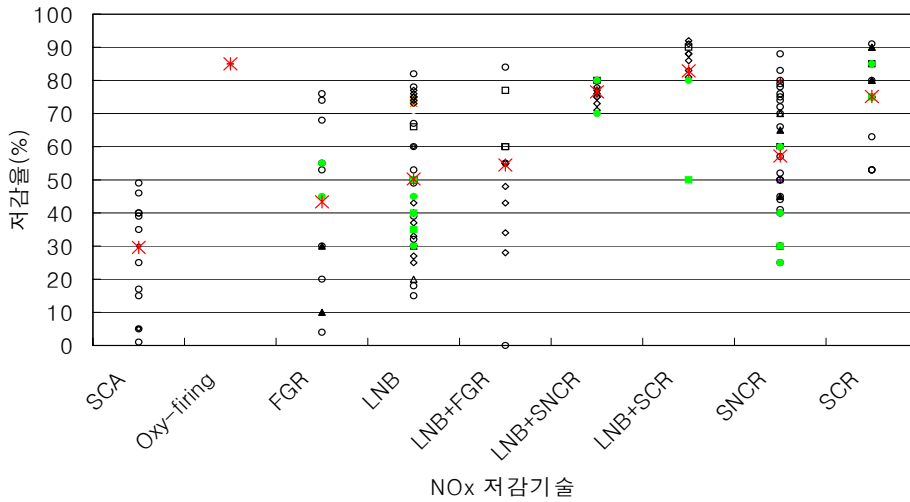
주) 가스 재연소 기술과 SNCR은 저감효율 60%, SCR은 80%일 때의 비용임

아. 평가

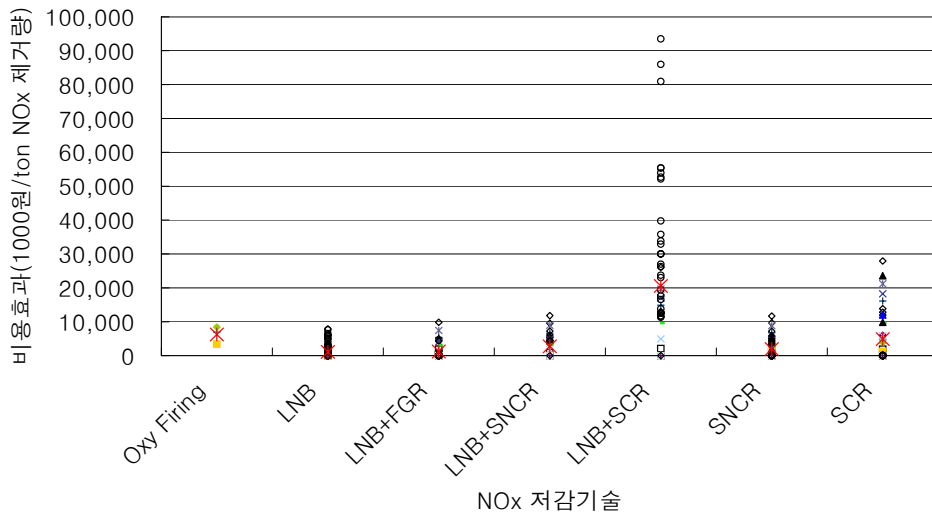
위의 사례를 종합하여 기술 종류별로 저감효율과 비용효과를 <그림 4-3>과 <그림 4-4>에 각각 나타내었다. 이 그림은 시설의 종류나 용량을 무시하고 기술별로 분류하여 비교한 것이다.

먼저 탈질효율의 경우, SCR, SNCR을 단독으로 사용하거나 다른 기술과 함께 사용할 경우 저감효율이 90% 이상을 나타낸다. 저 NOx 버너의 경우에도 80% 이상의 효율을 나타내기도 한다. 하지만 단계적 연소법과 같은 기술은 최대 50%의 효율만 나타내고 있다. 따라서 배출허용기준이 어떻게 주어지느냐에 따라 기술 및 설계효율이 결정될 것이며, 기술자체의 한계 때문에 감축이 불가능할 것으로 생각되지는 않는다.

단위처리비용은 같은 기술이라도 대상시설별로 차이가 많은데, 평균적으로는 LNB < SNCR < SCR의 순서로 나타났다. 질소산화물 1톤 처리평균 비용을 보면, 저 NOx 버너가 1,095천원, SNCR 1,932천원, 그리고 SCR 4,893천원으로 나타나, 규제가 강화될수록 즉, 보다 고효율의 기술이 필요할수록 처리비용이 크게 상승할 것으로 예상된다.



<그림 4-4> NOx 저감기술별 저감율



<그림 4-5> NOx 저감기술별 비용효과

제5장. 국내 SCR 설치 비용 추정

1. 비용 및 질소산화물 저감량 추정 방법

가. 비용추정방법

질소산화물(NO_x) 규제 강화의 필요성에 따라 배출허용기준의 강화, 배출부과금 부과, 그리고 총량규제 등의 정책이 추진되고 있다. 이러한 여건 변화에 맞추어 해당 사업장에서는 탈질설비의 설치를 고려할 수 밖에 없는데, 위에서 분석한 비용결과와 설계기준을 가지고 주요 업종별로 탈질설비의 설치시 필요한 비용규모를 추정하였다. 단, 저 NO_x 버너나 SNCR의 경우에는 이용 가능한 자료를 확보할 수가 없었고, 또한 가장 널리 그리고 중요하게 취급되는 기술이 SCR이기 때문에 여기서는 SCR 설치를 가정하고 필요한 비용을 추산하였다.

추정방법은 SCR 설치사례가 있는 경우의 실적치와 엔지니어링 회사의 일반적인 설계단가를 사용하였고, 비교를 위해 발전시설과 시멘트 제조시설에 대해서는 앞에서 분석한 미국의 사례를 적용하여 추정하였다. 발전시설과 시멘트 제조시설에 대해서만 미국 사례를 적용한 이유는 미국 자료를 이용할 수 있는 국내 공정정보를 획득하기가 어렵고, 비용이 각 국가의 물가와 직접 연관될 뿐만 아니라 그동안 촉매가격이 상당 수준 하락하여 현재 시점에서 국내 시장을 반영하는데 미흡하다고 보았기 때문에 발전시설과 시멘트 제조시설에 한정하여 적용하였다.

<표 5-1> 비용 추정방법 비교

구 분	추 정 방 법
방법 ①	- 국내 발전시설과 소각의 설치 혹은 설계 실적단가를 이용 - 특징 : 발전시설과 소각시설에는 신뢰성 있는 추정치를 제공할 수 있지만, 기타 다른 시설에 적용할 때는 추정치의 정확도가 저하됨
방법 ②	- 엔지니어링 회사의 설계단가를 이용 - 특징 : 연료사용에 따른 배가스량을 기준으로 하기 때문에 모든 시설에 범용적으로 적용할 수 있고, 추정치 또한 어느 정도의 신뢰성이 확보됨. 하지만 시설별 공정특성을 반영하기에는 부족
방법 ③	- 미국의 사례를 이용 - 특징 : 공정이 구체적으로 제시되어 있어 비용 자체의 신뢰성이 큼. 그러나 미국과 한국의 물가지수가 다르고 그 동안의 촉매가격 하락 등 시장여건 변동상황을 반영할 수 없는 문제점이 있음

1) 국내 설치실적 자료 이용 - 방법 ①

4장에서 조사된 국내 발전시설과 소각시설에 설치된 SCR 비용을 해당 시설에 대해 적용하였다. 발전시설의 경우에는 중유발전시설과 가스 및 가스복합발전시설에 대한 실적치가 있으므로 이를 그대로 적용하고 석탄발전시설의 경우에는 중유발전시설의 설치단가를 적용하였다. 또한 중유 발전시설의 설치비용을 열량기준으로 환산하여 다른 업종의 비용 계산에도 이용하였다. 소각시설의 경우에는 소각 용량당 SCR 설치단가를 적용하여 추정하였다. 다음 <표 5-2>에 비용계산에 산정된 설계단가를 정리하여 제시하였다.

<표 5-2> 비용추정에 사용된 단가

	적 용 단 가
발전시설 설치단가 (발전용량 기준)	- 석탄 및 중유발전시설 : 0.292억원/MW - 가스발전시설 : 0.207억원/MW - 가스복합발전시설: 0.24억원/MW
발전시설 설치단가 (열량기준)	- 0.388억원/천TOE(중유발전시설 기준)
소각시설 설치단가	- 0.053억원/톤/일

2) 엔지니어링 설계 기준 이용 - 방법 ②

SCR 설치비용은 구체적인 대상 공정과 현장 여건 등이 종합적으로 고려되어야 자세한 비용이 산출될 수 있다. 하지만 현장의 구체적인 자료를 모두 수집하여 비용을 추정하는 것은 불가능하기 때문에, 여기서는 일반적으로 현재 국내 엔지니어링 회사에서 사용하고 있는 비용추정 방법을 사용하였다. 추정방법은 사용연료의 연소시 배가스 발생량을 추정하고, 이를 SCR 촉매탑의 설계 공간속도인 5,000/hr를 적용하여 필요한 촉매량과 비용을 계산하는 방법이다. 배가스량 산정에 사용된 공식은 <표 5-3>과 같고 배가스량 산정 후 비용추정에 사용된 인자는 <표 5-4>와 같다.

<표 5-3> 연료별 배가스량 산정 방법

연료종류	계 산 방 법
고체연료	$V(\text{Nm}^3/\text{kg}) = 0.217 \times H(\text{MJ}/\text{kg}) + 1.25$ $A(\text{Nm}^3/\text{kg}) = 0.256 \times H(\text{MJ}/\text{kg}) - 0.20$ $V' = V + EA \times A$
액체연료	$V(\text{Nm}^3/\text{kg}) = 0.265 \times H(\text{MJ}/\text{kg}) + 0.04,$ $A(\text{Nm}^3/\text{kg}) = 0.248 \times H(\text{MJ}/\text{kg}) + 0.02$ $V' = V + EA \times A$
기체연료	$V(\text{Nm}^3/\text{Nm}^3) = 0.219 \times H(\text{MJ}/\text{Nm}^3) + 0.73$ $A(\text{Nm}^3/\text{Nm}^3) = 0.228 \times H(\text{MJ}/\text{Nm}^3) - 0.19$ $V' = V + EA \times A$
비 고	$V = \text{이론 연소가스 발생량}$ $A = \text{이론공기량}$ $H = \text{연료의 발열량}$ $V' = \text{실제 연소가스 발생량}$ $EA = \text{과잉공기율 : 고체연료 0.2, 액체연료 0.15, 기체연료 0.1}$

<표 5-4> SCR 비용 추정시에 사용된 인자의 값¹³⁾

- 촉매탑의 공간속도 : 5,000/hr
- 촉매가격이 2,000만원/m³ 일 때 촉매구입 비용이 SCR 전체 설비비에서 차지하는 비중은 30%라고 가정
- 반응온도를 350℃로 가정

3) 미국의 사례 이용 - 방법 ③

4장에서 조사된 미국의 설치사례 결과를 국내 시설에 적용하였다. 그러나, 앞서 언급하였지만 미국에서의 추정비용을 국내에 그대로 적용하는 것은 무리가 있는 것으로 판단된다. 그 이유는 미국과 국내의 물가 수준이 크게 다를 뿐만 아니라 그동안의 촉매가격 변동요인을 반영할 수가 없기 때문이다. 따라서 이 방법은 별 다른 정보가 없는 상황에서 비용규모를 추정하는데 한정하여 사용하는 것이 바람직할 것으로 생각된다. <표 5-5>는 비용추정에 사용된 4장의 자료와 가정을 요약한 것이다.

<표 5-5> 비용추정에 사용된 미국의 SCR 설치단가

시설종류	SCR 설치단가
발전시설	- 연료종류와 보일러의 형태를 구분하여 <표 4-11>과 <표 4-12>의 단가를 적용 - 300MW 미만의 규모에 대해서는 표의 100MW 설비 단가를, 300MW 이상에 대해서는 표의 600MW 설비 단가를 적용
시멘트 제조	- 164천\$/ton clinker/hr - <표 4-14>에서 국내 kiln의 평균 생산규모와 비슷한 150톤-클링커/h의 자본비용을 사용

나. 질소산화물 저감량 추정방법

탈질설비의 설치로 인한 NO_x 저감량은 국립환경연구원에서 발표한 연료별 NO_x

13) 이 값은 국내 엔지니어링 회사에 문의한 결과와 일부 문헌을 검토하여 도출된 값이다.

배출계수와 연료사용량으로부터 총배출량을 계산한 뒤, 이에 SCR의 저감효율을 곱하여 저감량을 추정하였다. 소각시설의 경우에는 「국립환경연구원, 중·소형 연소시설의 질소산화물 배출계수 개발, 2000」의 보고서에서 나와있는 배출계수를 사용하고, 이 외의 시설은 「국립환경연구원, 대기오염물질배출량(1999), 2000」의 배출계수를 이용하였다. 따라서 여기서 산정된 배출저감량은 현재 아무런 방지시설이 설치되어 있지 않은 상태를 가정하고 SCR을 설치할 경우의 저감량을 의미한다.

2. 배출시설별 SCR 설치 비용 및 질소산화물 저감량

가. 발전시설

국내 발전시설에 대한 배출허용 기준치가 2005년 이후 상당히 강화되기 때문에 질소산화물 처리 시설의 수요가 클 것으로 판단된다. 여기서는 현재 SCR이나 SNCR이 설치되어 있지 않은 발전소 중 2010년 이전에 폐쇄 예정인 발전소를 제외한 모든 발전소를 대상으로 방법①과 방법③을 사용하여 SCR 설치비용을 추정하여 보았다. 2가지의 시나리오를 가지고 추정하였는데, 시나리오 1은 앞서 언급한대로 SCR이나 SNCR이 설치되어 있지 않은 모든 화력발전소가 SCR을 설치할 경우이고, 시나리오 2는 시나리오 1에서 SCR 설치부지가 확보되어 있고 탈황설비(로내탈황포함)를 갖추고 있어 실제 SCR이 설치 가능한 발전소만을 대상으로 한 경우이다. 단, 배출허용기준 강화에 따른 SCR 수요는 따로 고려하지 않았다.

1) 중유발전시설

가) 방법 ①에 의한 비용

중유 발전시설 중 2010년까지 폐쇄예정인 곳을 제외한 발전소의 발전용량 및 특성은 <표 5-6>과 같고 전체 발전용량은 4,280MW이다. SCR 설치단가는 중유를 사용하는 영남화력과 울산화력의 설계치의 평균인 0.292억원/MW를 사용하였다.

- o 시나리오 1 : 1,250억원
 - 4,280MW x 0.292억원/MW
- o 시나리오 2 : 964억원
 - 울산 #4~#6, 영남 #2, 여수, 평택 발전소만을 고려
 - 3,300MW x 0.292억원/MW

<표 5-6> 중유발전시설의 용량 및 특성

발전소	발전용량(MW)	비 고
울산	#1~#3: 200 x 3 #4~#6: 400 x 3	- #1~#3은 설치공간 없음
영남	200 x 2	- #1은 설치공간 없음
여수	200 x 1 300 x 1	-
평택	350 x 4	-
북제주	10 x 1 75 x 2	- 설치공간 없음
남제주	10 x 2	- 설치공간 없음

나) 방법 ③에 의한 비용

국내 중유발전소는 북제주 #2, #3(75MW x 2)과 여수 #1을 제외하고는 모두 wall-type의 보일러이다. 따라서 <표 5-6>의 발전용량과 <표 4-13>의 비용단가로부터 SCR 비용을 추정한 결과는 다음과 같다.

- o 시나리오 1 : 1,715 억원¹⁴⁾
 - 1,030MW x 37.11\$/kW + 2,900MW x 20.77\$/kW + 350MW x 34.29\$/kW
 - (1994 \$)

14) 1994년의 비용을 미국의 소비자 물가지수를 감안하여 2001년의 비용으로 재산정한 후 환율 1,300원/1\$을 적용하였다.

o 시나리오 2 : 1,157억원¹⁵⁾

- 울산 #4~#6, 영남 #2, 여수, 평택 발전소만을 고려

- $200\text{MW} \times 37.11\$/\text{kW} + 2,900\text{MW} \times 20.77\$/\text{kW} + 200\text{MW} \times 34.29\$/\text{kW}$

다) NO_x 배출 저감량

중유발전소에서 사용한 에너지 사용량으로부터 국립환경연구원의 배출계수를 곱하여 NO_x 배출량을 산정하고, 이에 SCR의 저감효율을 80%로 가정한 뒤 저감량을 추정하였다. 시나리오 1의 경우에는 29,230톤의 NO_x 중 23,384톤이 저감되었고, 시나리오 2의 24,039톤의 NO_x 중 19,231톤이 저감될 것으로 추정되었다. <표 5-7>은 계산에 사용된 발전소별 연료사용량 자료이다.

o 시나리오 1 : 23,384톤(NO_x)

o 시나리오 2 : 19,231톤(NO_x)

<표 5-7> 중유발전시설의 2001년 에너지 사용량

발전소명	에너지사용량			발전소명	에너지사용량		
	중유(kℓ)	경유(kℓ)	LNG(ton)		중유(kℓ)	경유(kℓ)	LNG(ton)
울산 #1-#3	442,671	932	-	평택 #1-#4	2,011,838	4,476	427
울산 #4-#6	1,455,552	2,847	-	북제주 #1-#3	241,429	87	-
영남 #1-#2	330,636	1,457	-	남제주 #1-#2	18,092	27	-
여수 #1-#2	474,871	887	-				

자료: 한국전력공사, 2002, 「한국전력통계」

15) 1994년의 비용을 미국의 소비자 물가지수를 감안하여 2001년의 비용으로 재산정한 후 환율 1,300원/1\$을 적용하였다.

2) 석탄발전시설

가) 방법 ①에 의한 비용

석탄을 사용하는 발전소 중 2002년 및 2004년 폐지 예정인 영월과 군산 발전소를 제외한 곳의 발전용량과 특성은 <표 5-8>과 같다. 대상 시설의 전체 발전용량은 13,365MW로써 중유 발전시설의 3.1배 규모이다. SCR 설치단가는 중유를 사용하는 영남화력과 울산화력의 설계치의 평균인 0.292억원/MW를 사용하였다.

o 시나리오 1 : 3,903억원

- 13,365MW x 0.292억원/MW

o 시나리오 2 : 2,665억원

- 탈황설비가 갖추어진 보령 #3~#6, 태안, 하동, 당진, 동해, 영동, 서천 발전소만 고려

- 9,125MW x 0.292억원/MW

<표 5-8> 석탄 발전시설의 용량 및 특성

발전소	발전용량(MW)	비 고
삼천포	#1~#4: 560 x 4 #5~#6: 500 x 2	-탈황설비 없음
보령	500 x 6	- #3~#6 탈황설비 있음
태안	500 x 4	- 탈황설비 있음
하동	500 x 6	- 탈황설비 있음
당진	500 x 4	- 탈황설비 있음
동해	200 x 2	- 로내탈황
영동	200 x 2 125 x 1	- 탈황설비 있음
서천	200 x 2	- 탈황설비 있음

나) 방법 ③에 의한 비용

<표 5-8>중에서 영동발전소와 서천발전소는 wall-type의 보일러이고 동해발전소는 유동상식 보일러, 그리고 나머지는 tangential-type의 보일러이다. <표 5-8>의 발전용량과 <표 4-12>의 비용단가로부터 SCR 비용을 추정한 결과는 다음과 같다.¹⁶⁾

o 시나리오 1 : 5,876억원¹⁷⁾

- $1,325\text{MW} \times 43.71\$/\text{kW} + 13,240\text{MW} \times 24.21\$/\text{kW}$ (1994 \$)

o 시나리오 2 : 4,282억원¹⁸⁾

- 보령 #3~#6, 태안, 하동, 당진, 동해, 영동, 서천 발전소만 고려

- $1,325\text{MW} \times 43.71\$/\text{kW} + 9,000\text{MW} \times 24.21\$/\text{kW}$ (1994 \$)

다) NO_x 배출 저감량

시나리오 1, 2에 해당하는 발전소의 연료사용실적으로부터 구한 NO_x 배출량과 SCR의 저감효율을 80%로 가정하였을 때 저감량의 결과는 다음과 같다. <표 5-9>는 계산에 사용된 발전소별 연료사용량 자료이다.

o 시나리오 1 : 85,997톤(NO_x)o 시나리오 2 : 57,302톤(NO_x)

16) 유동상식 보일러인 동해발전소는 wall-type의 단가를 적용하였다.

17) 1994년의 비용을 미국의 소비자 물가지수를 감안하여 2001년의 비용으로 재산정한 후 환율 1,300원/1\$을 적용하였다.

18) 1994년의 비용을 미국의 소비자 물가지수를 감안하여 2001년의 비용으로 재산정한 후 환율 1,300원/1\$을 적용하였다.

<표 5-9> 석탄 발전시설의 2001년 연료 사용량

발전소명	에너지사용량			발전소명	에너지사용량		
	석탄(ton)	중유(kℓ)	경유(kℓ)		석탄(ton)	중유(kℓ)	경유(kℓ)
삼천포 #1-#6	9,236,139	-	7,443	당진 #1-#4	5,540,978	-	3,342
보령 #1-#6	8,143,618	-	3,326	동해 #1-#2	1,152,819	-	4,222
태안 #1-#5	5,916,788	-	6,946	영동 #1-#2	618,467	163,948	243
하동 #1-#6	7,698,942	-	5,351	서천 #1-#2	852,576	190,458	119

자료: 한국전력공사, 2002, 「한국전력통계」

3) 가스 발전시설(석탄포함)

가) 방법 ①에 의한 비용

가스 발전시설은 서울화력과 인천화력 두 곳인데, 인천 화력 #3~#4 설비만 SCR이 설치되어 있지 않다. 인천화력은 145억원의 투자비가 소요될 것으로 추정하고 있다.

<표 5-10> 가스 발전시설의 용량 및 특성

발전소	발전용량(MW)	비 고
인천화력	#3~#4: 325 x 2	-탈황설비 필요 없음

o 시나리오 1, 시나리오 2 : 145억원

나) 방법 ③에 의한 비용

인천화력의 #3, #4는 tangential-type의 보일러이다. 발전용량(325MW x 2)에 대하여 <표 5-2>의 단가를 적용하여 추정한 비용은 다음과 같다.

o 시나리오 1, 시나리오 2 : 192억원¹⁹⁾

- 650 MW x 19.02\$/kW (1994 \$)

다) NO_x 배출 저감량

인천화력 #3, #4의 연료사용실적으로부터 구한 NO_x 배출량과 SCR의 저감효율을 80%로 가정하였을 때 저감량의 결과는 다음과 같다. <표 5-11>은 계산에 사용된 인천화력 #3, #4의 연료사용량 자료이다.

o 시나리오 1, 시나리오 2 : 81톤(NO_x)

<표 5-11> 인천화력 #3, #4의 2001년 연료사용량

발전소명	가 스		
	에너지사용량		
	LNG(ton)	중유(kℓ)	경유(kℓ)
인천화력 #3-#4	55,068	-	1,389

자료: 한국전력공사, 2002, 「한국전력통계」

4) 가스복합 발전소

가) 방법 ①에 의한 비용²⁰⁾

전기 및 증기를 생산하는 가스 복합화력 발전소의 발전규모와 특성은 앞의 <표 4-7>에 나타나 있다. 총 발전용량은 7,325MW로써 중유발전소의 1.7배 규모이다. 가스복합발전소는 LNG를 사용하기 때문에 탈황설비를 설치하지 않고도 탈질설비의 설치가 가능하다. 가스복합발전소의 경우, 2005년 이후에는 NO_x 배출허용기준이 상당히 강화되도록 예고되어 있어 탈질설비의 설치가 늘어날 것 것으로 예측된다. 설치

19) 1994년의 비용을 미국의 소비자 물가지수를 감안하여 2001년의 비용으로 재산정한 후 환율 1,300원/1\$을 적용하였다.

20) 복합화력은 보일러 형식이 일반 화력발전소와 다르기 때문에 여기서는 방법 ③에 의한 비용을 추정하지 않았다.

단가는 한화복합화력발전소의 설치사례인 0.24억원/MW를 사용한다.

- 시나리오1, 시나리오 2 : 1,758억원
- 7,325MW x 0.24억원/MW

나) NOx 배출 저감량

가스복합화력발전소의 연료사용실적으로부터 구한 NOx 배출량과 SCR의 저감효율을 80%로 가정하였을 때 저감량의 결과는 다음과 같다. <표 5-12>는 계산에 사용된 발전소의 연료사용량 실적이다.

- 시나리오 1, 시나리오 2 : 4,782톤(NOx)

<표 5-12> 가스복합화력발전소의 2001년 연료 사용실적

가스복합							
발전소명	에너지사용량			발전소명	에너지사용량		
	LNG(ton)	중유(kℓ)	경유(kℓ)		LNG(ton)	중유(kℓ)	경유(kℓ)
안양	253,641	-	-	평택	86,678	-	3,577
분당	612,789	-	-	울산	286,427	-	2,191
일산	470,825	-	-	보령	612,789	-	11,297
부천	222,616	-	-	한림	-	-	12,398
서인천	790,415	-	147				

자료: 한국전력공사, 2002, 「한국전력통계」

5) 종합

발전소의 SCR 설치비용 추정을 종합하면 다음과 같다. 국내 실적치를 기준으로 추정하였을 경우, 시나리오 1은 약 7천억원 정도가 소요되고 시나리오 2는 약 5천5백억원이 필요한 것으로 분석되었다. 그러나 미국의 자료를 이용한 경우에는 시나리오 1

이 9천5백억원, 시나리오 2가 약 7천4백억원으로 추정되어 국내 실적치에 비해 전반적으로 높은 비용을 나타내었다. 이러한 이유는 미국과 우리나라의 물가수준 차이와 최근의 촉매가격 변동이 주된 원인으로 판단된다. SCR의 저감효율을 80%라고 가정하였을 때 시나리오 1에 따른 NOx 저감량은 약 11만4천톤으로 추정되었고, 시나리오 2의 경우에는 8만 1천톤으로 추정되었다.

<표 5-13> 화력발전소의 SCR 설치비용 및 NOx 저감량 추정(억원, 톤)

		중유 발전소	석탄 발전소	가스 발전소	가스복합 발전소	합
방법①	시나리오 1	1,250	3,903	145	1,758	7,056
	시나리오 2	964	2,655	145	1,758	5,522
방법 ③	시나리오 1	1,715	5,876	192	(1,758)	9,541
	시나리오 2	1,157	4,282	192	(1,758)	7,389
NOx 저감량	시나리오 1	23,384	85,997	81	4,782	114,244
	시나리오 2	19,231	57,302	81	4,782	81,396

나. 시멘트 제조시설

국내에는 2001년 현재 11개 회사의 시멘트 제조시설이 있으며, clinker 생산능력은 48기의 kiln에서 모두 61,877천톤/년이다. 그런데 46기의 kiln은 precalciner 형 kiln이고 나머지 2기는 long-wet형 kiln이다. 시멘트 제조업에서 1999년 에너지 사용량은 3,598.6천TOE로써 같은 해 제조업의 에너지 소비량의 10.8%를 차지하고 있다. 1999년 시멘트 제조시설의 가동률은 약 71%이었기 때문에, 여기서는 이를 감안하여 100% 가동시의 에너지 소비량에 대하여 비용을 추정한다.

1) 방법 ①에 의한 비용²¹⁾

1999년 에너지 사용량 중 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 에너지는 모두 3,202천 TOE 이다.²²⁾ 따라서 가동률 100%일 때의 에너지 소비량은 약 4,520천TOE 로 추정된다. 국내 중유 발전시설의 SCR 설치단가를 열량기준으로 환산하면 0.388억 원/천TOE이므로, 이에 근거하면 총 SCR 비용은 약 1,755억원으로 추정된다.

o 1,755 억원

- 3,202천TOE x 0.388억원/천TOE

2) 방법 ②에 의한 비용²³⁾

1999년 시멘트 제조업에서 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용한 에너지의 종류별 사용실적은 <표 5-14>와 같다. 앞의 <표 5-3>과 <표 5-4>를 이용하여 촉매가격이 1,000만원/㎥-cat, 2,000만원/㎥-cat, 3,000만원/㎥-cat일 때의 비용을 추정한 결과는 <표 5-15>와 같다. 촉매가격을 여러 가지로 책정한 이유는 앞서 언급한 바대로 공급자와 시장상황에 따라 가격의 변동이 심하기 때문이다. 추정결과, 촉매가격이 1,000만원/㎥-cat일 때는 약 1,700억원이, 2,000만원/㎥-cat일 때는 약 2,000억원이, 그리고 3,000만원/㎥-cat일 때는 약 2,300억원 정도가 소요될 것으로 추정된다.

21) SCR을 사용하기 위해서는 집진설비 후단에 SCR이 설치되어야 하는데, 이 때 배가스의 온도를 반응온도까지 가열하기 위한 시설비용이 포함되어 있지 않다. 운전시에는 막대한 에너지가 추가로 소요되는데, 미국의 경우 시멘트 제조공정에서 사용하는 에너지의 10%가 추가로 필요할 것으로 예측하고 있다.

22) 자료: 산업자원부, 2000, 「1999년도 에너지 총조사보고서」

23) SCR을 사용하기 위해서는 집진설비 후단에 SCR이 설치되어야 하는데, 이 때 배가스의 온도를 반응온도까지 가열하기 위한 시설비용이 포함되어 있지 않음. 운전시에는 막대한 에너지가 추가로 소요되는데, 미국의 경우 시멘트 제조공정에서 상요하는 에너지의 10%가 추가로 필요할 것으로 예측.

<표 5-14> 시멘트 제조업에서 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 연료사용량 및 배가스량

	에너지사용량 ¹⁾	배가스량 (Nm ³)	배가스 유량 ²⁾ (350℃, m ³ /hr)
석탄	4,734,295 톤	$57,593,111 \times 10^3$	$14,990 \times 10^3$
석유	79429.8 kl	$1,394,682 \times 10^3$	363×10^3

주 1) : 보일러와 직접가열용으로 사용된 에너지 포함, 이때 가동률은 설비능력의 71%임.

2) 가동률을 100%로 가정한 배가스량

자료: 산업자원부, 2000, 「1999년도 에너지 총조사보고서」

<표 5-15> 시멘트공업의 SCR 투자비용 추정결과

	촉매가격 (억원)		
	1,000만원/Nm ³	2,000만원/Nm ³	3,000만원/Nm ³
촉매비용 (억원)	307	614	921
촉매이외 기타비용 (억원)	1,433	1,433	1,433
합 (억원)	1,740	2,047	2,354

3) 방법 ③에 의한 비용

46기의 kiln중 long-wet 킬른의 생산용량은 568천톤(클링커)/년으로 전체의 0.9%에 불과하며, kiln의 평균 생산용량은 약 148톤(클링커)/hr이다. 따라서 모두 precalciner 형으로 가정하고 <표 4-14>의 150톤(클링커)/hr의 비용단가인 164천\$/톤/hr를 적용하였으며, 그 결과 약 1조 8천억원으로 추정되었다²⁴⁾. 앞의 결과와 많은 차이가 나는 것은 방법 ③에서는 배가스의 온도를 촉매 반응온도까지 가열하는 시설비가 포함된 것이 가장 큰 이유로 생각되며, 그 이외에도 국내와 미국의 물가지수, 촉매가격의 하락 등 비용변동요인이 발생하였기 때문인 것으로 해석된다.

24) 1994년의 비용을 미국의 소비자 물가지수를 감안하여 2001년의 비용으로 재산정한 후 환율 1,300원/1\$을 적용하였다.

4) NO_x 배출 저감량

1999년도 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 에너지 사용량은 석탄 4,734,295톤, 석유 79,430kl이다. 이를 가동률 100%일 때의 연료사용량으로 환산하고 배출계수를 곱하여 전체 NO_x 배출량을 구하면 73,237톤인데, 저감효율 80%를 가정하면 전체 저감량은 약 58,589톤으로 추정된다.

다. 1차 철강제조업

2001년 국내조강생산량은 약 43.8백만톤으로 전세계 조강생산량의 5.1%를 차지하고 있는 국내 기간 산업이다. 1개 일관제철소와 6개의 전기로 업체, 그리고 2개의 특수강 업체와 기타 철강 가공업체가 가동중이며, 이 들 업체에서 1999년 사용한 에너지는 모두 5,953.7천TOE로써 같은 해 제조업 에너지 사용량의 17.9%를 차지하고 있다. 1999년 1차 철강업체의 가동률을 93%²⁵⁾로 가정하고, 이를 감안하여 100% 가동시의 에너지 소비량에 대하여 비용을 추정한다.

1) 방법 ①에 의한 비용

1999년 에너지 사용량 중 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 화석연료는 모두 4,5692천 TOE 이다.²⁶⁾ 따라서 가동률 100%일 때의 에너지 소비량은 약 4,913천TOE이며, 국내 중유 발전시설의 SCR 설치단가인 0.388억원/천TOE를 적용하면 약 1,906억원으로 추정된다.

o 1,906 억원

- 4,913천TOE x 0.388억원/천TOE

25) 최근 10년 중의 최고 생산량을 기록한 2001년의 가동률은 100%로 가정하였다.

26) 자료: 산업자원부, 2000, 「1999년도 에너지 총조사보고서」

2) 방법 ②에 의한 비용

1999년 1차 철강업에서 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용한 에너지의 종류별 사용실적과 배가스량은 <표 5-16>과 같다. 설계기준에 의해 계산된 촉매 소요량은 3,013 m³ 인데, 이를 촉매가격 1,000만원/m³-cat, 2,000만원/m³-cat, 3,000만원/m³-cat일 때를 가정하고 SCR 비용을 추정한 결과는 다음과 같다. 촉매가격이 1,000만원/m³-cat일 때는 약 1,700억원이, 2,000만원/m³-cat일 때는 약 2,000억원이, 그리고 3,000만원/m³-cat일 때는 약 2,300억원 정도로 시멘트 제조업과 유사하다. 철강업에서 사용하는 전체 에너지가 많은데도 불구하고 이러한 결과를 얻은 것은 철강업에서는 구입 전력량과 동력용으로 사용된 에너지가 많기 때문이다.

<표 5-16> 1차 철강업에서 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 연료양과 배가스 추정량

연 료		사용량	배가스량 ¹⁾ (Nm ³)	배가스 유량 ²⁾ (350 °C, m ³ /hr)
석 탄	무연탄	607,568 ton	$3,851,981.12 \times 10^3$	평균 $15,066.2 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{hr}$
	유연탄	3,074,000 ton	$26,497,880 \times 10^3$	
	코크스	1,227,117 ton	$10,442,765.67 \times 10^3$	
석 유 류	등유	15,474.35 ton	$212,153.34 \times 10^3$	
	경유	57,437.37 ton	$807,569.42 \times 10^3$	
	B-A	1,855.45 ton	$23,619.88 \times 10^3$	
	B-C	975,267.74 ton	$13,078,340.39 \times 10^3$	
가 스 류	프로판	$10,314.53 \times 10^3 \text{ m}^3$	$253,428 \times 10^3$	
	부탄	$4,078.48 \times 10^3 \text{ m}^3$	$128,839.18 \times 10^3$	
	도시가스	$218,890.1 \times 10^3 \text{ m}^3$	$2,589,469.88 \times 10^3$	
합 계			$57,886,046.88 \times 10^3$	

주: 1) 가동률 94%일 때의 에너지 소비실적으로 계산한 배가스량

2) 온도 350 °C, 가동률 100%일 때의 배가스 유량

자료: 산업자원부, 2000, 「1999년도 에너지 총조사보고서」

<표 5-17> 1차 철강업의 SCR 투자비용 추정결과

	촉 매 가 격		
	1000만원/m ³	2000만원/m ³	3000만원/m ³
촉 매 비 용(억원)	301	603	904
촉매 이외 기타비용(억원)	1,406	1,406	1,406
합 계(억원)	1,707	2,009	2,310

3) NOx 배출 저감량

1999년도 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 화석연료량에 배출계수를 곱하여 추정한 NOx 배출량을 구하면 58,626톤인데, 이를 가동률 100%와 저감효율 80%를 가정하여 계산하면 약 50,431톤이 감소될 것으로 추정된다.

라. 유리 및 유리제품 제조

유리제품 제조업에서 1999년 사용한 에너지는 777천TOE로써 같은 해 제조업 에너지 사용량의 2.3%를 차지한다. 1999년의 가동률은 제조업 평균 가동률인 76.4%로 가정한다.

1) 방법 ①에 의한 비용

1999년 에너지 사용량 중 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 화석연료는 모두 632.0천 TOE 이다.²⁷⁾ 따라서 가동률 100%일 때의 에너지 소비량은 약 827.2천TOE이며, 국내 중유 발전시설의 SCR 설치단가인 0.388억원/천TOE를 적용하면 약 321억원으로 추정된다.

o 321 억원

- 827.2천TOE x 0.388억원/천TOE

27) 자료: 산업자원부, 2000, 「1999년도 에너지 총조사보고서」

2) 방법 ②에 의한 비용

유리 및 유리제품 제조업에서 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용한 에너지의 종류별 사용실적과 배가스량은 <표 5-18>과 같다. 설계기준에 의해 계산된 촉매 소요량은 536m³ 인데, 이를 촉매가격 1,000만원/m³-cat, 2,000만원/m³-cat, 3,000만원/m³-cat일 때를 가정하고 SCR 비용을 추정한 결과, 촉매가격이 1,000만원/m³-cat일 때는 약 300억원이, 2,000만원/m³-cat일 때는 약 360억원이, 그리고 3,000만원/m³-cat일 때는 약 410억원이 소요될 것으로 추정되었다.

<표 5-18> 유리 및 유리제품 제조업에서 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 연료양과 배가스 추정량

연 료		사용량	배가스량 ¹⁾ (Nm ³)	배가스 유량 ²⁾ (350℃, m ³ /hr)
석유류	등유	1,728.36 톤	$23,695.82 \times 10^3$	$2,911.75 \times 10^3$
	경유	5,130.49 톤	$72,134.55 \times 10^3$	
	B-B	32.80 톤	430.99×10^3	
	B-C	470,162.24 톤	$6,304,875.64 \times 10^4$	
가스류	프로판	$6,640.36 \times 10^3$ Nm ³	$163,153.65 \times 10^3$	
	부탄	$1,031.97 \times 10^3$ Nm ³	$32,599.93 \times 10^3$	
	도시가스	$104,327.4 \times 10^3$ Nm ³	$1,234,193.14 \times 10^3$	
합 계			$7,831,083.72 \times 10^3$	

주: 1) 가동률 76.4%일 때의 에너지 소비실적으로 계산한 배가스량

2) 온도 350℃, 가동률 100%일 때의 배가스 유량

자료: 산업자원부, 2000, 「1999년도 에너지 총조사보고서」

<표 5-19> 유리 및 유리제품 제조업에서의 SCR 설치비용 추정결과

	추매가격		
	1,000만원/m ³ -cat	2,000만원/m ³ -cat	3,000만원/m ³ -cat
추매비용(억원)	54	107	161
촉매제외기타비용(억원)	250	250	250
합계(억원)	304	357	411

3) NOx 배출 저감량

1999년도 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 화석연료량에 배출계수를 곱하여 추정한 NOx 배출량을 구하면 2,920톤인데, 가동률 100%와 저감효율 80%를 가정하면 약 3,057톤이 감소될 것으로 추정된다.

마. 정유산업

국내 정유회사는 (주)SK를 비롯한 5개 회사이며 원유처리 능력은 2,438만배럴/일이다. 1999년의 경우 2,391만배럴/일 처리하여 가동률은 98.1%를 보였다. 이들 정유회사에서 같은 해 사용한 전체 에너지는 3,037.9천TOE로 같은 해 제조업 에너지 사용량의 9.1%를 차지하였다.

1) 방법 ①에 의한 비용

1999년 에너지 사용량 중 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 화석연료는 모두 2,792천 TOE 이다. 따라서 가동률 100%일 때의 에너지 소비량은 약 2,846천TOE 이며, 국내 중유 발전시설의 SCR 설치단가인 0.388억원/천TOE를 적용하면 약 1,104억원으로 추정된다.

o 1,104 억원

- 2,846 천TOE x 0.388억원/천TOE

2) 방법 ②에 의한 비용

보일러, 직접가열, 발전용으로 사용한 에너지의 종류별 사용실적과 배가스량은 <표 5-20>과 같다. 설계기준에 의해 계산된 촉매 소요량은 $1,844\text{m}^3$ 인데, 이를 촉매가격 $1,000\text{만원}/\text{m}^3\text{-cat}$, $2,000\text{만원}/\text{m}^3\text{-cat}$, $3,000\text{만원}/\text{m}^3\text{-cat}$ 일 때를 가정하고 SCR 비용을 추정하면 촉매가격이 $1,000\text{만원}/\text{m}^3\text{-cat}$ 일 때는 약 1,050억원이, $2,000\text{만원}/\text{m}^3\text{-cat}$ 일 때는 약 1,230억원이, 그리고 $3,000\text{만원}/\text{m}^3\text{-cat}$ 일 때는 약 1,410억원이 소요될 것으로 추정되었다.

<표 5-20> 정유산업에서 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 연료량과 배가스 추정량

		사용량(kg)	배가스량 ¹⁾ (Nm ³)	배가스유량 ²⁾ (350℃, m ³ /hr)
석유	등유	$101,43 \times 10^3$	$1,390.6 \times 10^3$	$80,764,253 \times 10^3$ $9,220 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{hr}$
	경유	$13,438.45 \times 10^3$	$188,945 \times 10^3$	
	B-A	299.84×10^3	$3,817 \times 10^3$	
	B-C	$2,371,756 \times 10^3$	$31,805,249 \times 10^3$	
	납사	$235,896.5 \times 10^3$	$3,420,499 \times 10^3$	
가스	도시가스	255×10^3	$3,017 \times 10^3$	
합계			$35,422,918 \times 10^3$	

주: 1) 가동률 98.1%일 때의 에너지 소비실적으로 계산한 배가스량

2) 350℃, 가동률 100% 일때의 배가스 유량

자료: 산업자원부, 2000, 「1999년도 에너지 총조사보고서」

<표 5-21> 정유산업의 SCR 투자비용 추정결과

	추 매 가 격		
	1,000 만원/Nm ³	2,000만원/m ³	3,000만원/m ³
추 매 비 용(억원)	184	369	553
촉매이의 기타비용(억원)	861	861	861
합 계(억원)	1045	1229	1414

3) NO_x 배출 저감량

1999년도 보일러, 직접가열, 발전용으로 사용된 화석연료량에 배출계수를 곱하여 추정한 NO_x 배출량을 구하면 13,230톤인데, 가동률 100%와 저감효율 80%를 가정하면 약 10,789톤이 감소될 것으로 추정된다.

바. 소각시설

현재 국내 소각시설은 생활폐기물 소각시설과 사업장 폐기물 소각시설로 구분된다. 2000년 6월 전체 12,338개소의 소각시설이 설치되어 있는데, 이중 현재 48톤/일 이상의 대형소각시설은 생활폐기물 소각시설 17개소와 사업장폐기물 소각시설 86개소이고, 4.8톤/일~48톤/일 규모는 생활계폐기물 소각시설 65개소와 사업장폐기물 소각시설 329개소이다.²⁸⁾ 한편, 규모별 소각량을 보면 48톤/일 이상의 대형소각로에서 전체의 70.6%를 소각하고 있고 4.8톤/일~48톤/일의 중형시설에서 19.5%를 소각하고 있어 대부분을 이룬다. 그런데 CSR이나 SNCR 등 탈질설비가 설치되어 있는 곳은 대부분 소각용량이 48톤/일 이상인 생활계폐기물 소각시설이고, 그 외에는 탈질설비가 설치되어 있지 않다. 정부가 소형소각로를 폐쇄하고 대형소각로로 전환하려 하기 때문에 여기서는 기존의 중소형 소각로에서 처리하고 있는 폐기물을 대형소각로에서 처리하는 것으로 가정하여 방법 ①에 의해 초기 투자비를 산출하였다.

28) 환경관리연구소, 2002. 「2002 환경산업총람」

<표 5-22> 시설 규모별 폐기물 소각처리 현황(천톤/년)

구 분	계	4.8톤/일 미만	4.8톤/일~48톤/일	48톤/일 이상
계	3,309	328	646	2,335
생 활	889	109	50	730
사업장	2,420	219	596	1,605

1) 방법 ①에 의한 비용

다음의 가정하에 산출한 결과 향후 소각로 SCR 설치비용은 약 400억 정도로 추산되었다.

- 48톤/일 이상의 생활폐기물 소각시설만 현재 SCR이나 SNCR이 설치되어 있는 것으로 간주하고, 평균 설치비용은 앞의 조사결과인 5.32백만원/톤/일을 적용²⁹⁾
- 따라서 730천톤을 제외한 2,579천톤을 대형소각시설에서 처리하고 연간 가동일수는 340일로 가정하면 7,585톤/일 규모의 소각용량이 필요
- 7,585 톤/일 x 5.32 백만원/톤/일 = 40,352 백만원

소각로의 경우 SCR 설치 동기는 NO_x 저감과 다이옥신 배출허용기준을 준수하는데 목적이 있다. 그런데 사업장 폐기물 소각로나 중소형 소각로에는 SCR 설치 실적이 미미하며 중소형 소각로에는 경제성 때문에 SCR 설치가 불가능하다. 따라서 스톡홀름 협약에 대응하고 NO_x 배출량을 저감하기 위해서는 중소형 소각로의 대형화가 필요하다고 판단된다.

29) 조사결과 실제로는 사업장 폐기물 소각장에도 SCR이 설치된 경우가 1개소가 있고, 생활폐기물 소각시설중에도 SCR이나 SNCR이 설치되어 있지 않은 곳이 3개소이지만, 전체적인 투자비 추산에 영향을 주지 않을 것으로 판단하였다.

2) NO_x 배출 저감량

국립환경연구원의 연구보고서에 따르면, 쓰레기 1톤 소각시 소형소각시설(7.2톤/일 이하)은 12.91kg, 중형시설(7.2톤/일~48톤/일)은 3.34kg, 그리고 대형시설(48톤/일 이상)은 3.16kg의 NO_x를 배출한다. 따라서 2,579천톤을 대형소각시설에서 처리한다고 가정하고 SCR 처리효율을 80%로 적용하면, 소각부문에서는 약 8,150톤의 NO_x의 배출이 감소될 것으로 전망된다.

3. 평가

국내 주요 산업에 대하여 향후 SCR 설치비용을 추정하였는데, 그 결과 화력발전소는 5,500~9,540억원, 시멘트 산업은 1,740~2,350억원, 1차 철강업종은 1,710~2,310억원, 유리제조업 300~410억원, 정유산업은 1,050~1,410억원, 소각시설은 400억원 정도로 추산되어 이들 업종에 대해서만도 최저 1조원~1조 6천억원이 필요한 것으로 분석되었다. 이 경우 연간 약 21.2~24.5만톤의 NO_x를 저감할 수 있을 것으로 추정되어 시설설치 비용만 고려하더라도 NO_x 1톤 처리비는 대략 997천원~1,380천원 범위에 있다.³⁰⁾ 따라서 설비 운전비를 포함할 경우 처리단가는 더욱 상승할 것이다. 만약 SCR 설치시의 처리단가를 기준으로 배출부과금 요율이나 배출권 거래단가를 산정하게 되면 위의 결과에서 보듯이 산업체의 부담이 매우 클 것으로 보인다. 한편, 자료 획득의 한계와 설치사례가 적어서 신뢰할 수 있는 운전비용을 추정할 수가 없었다. 향후 추가연구가 필요한 부분이다.

30) 감가상각기간을 15년으로 하고 연간 이자율을 8%로 가정하였다.

제6장. 요약 및 정책적 시사점

질소산화물(NOx)은 연료의 연소 혹은 폐기물의 소각시에 발생되기 때문에 대부분의 산업활동과 직접 관련이 있으며 규제 강화에 따른 소요 비용이 매우 큰 오염물질이다. 따라서 배출허용기준의 강화와 함께 최근 환경부가 도입을 검토중인 배출부과금 제도, 수도권 지역에서의 총량규제 및 배출권 거래제 등의 정책이 효과적으로 추진되기 위해서는 업체의 비용 부담과 국내 기술여건을 함께 감안한 정책의 설계가 필요하며, 이를 위해서는 저감 기술의 국내외 개발현황과 비용분석 등 기초 자료가 요구된다. 본 연구는 이러한 배경하에서 질소산화물 저감기술의 국내외 개발현황 및 비용을 조사하여 향후 정부정책 수립에 필요한 기초자료를 제시하고자 시도되었는데, 다음에 그 결과와 정책 시사점을 정리하였다.

먼저 저감효율은 기술별로 차이가 있지만 SCR의 경우 최고 90% 이상이 가능한 정도로 기술의 발전이 이루어져 있으므로 기술수준이 정책 추진의 장애가 되지는 않을 것으로 생각된다. 하지만 국내 기술수준이 낙후되어 있어 현재 논의되고 있는 일련의 규제강화 정책에 의해 형성될 시장이 외국 기술에 의해 대부분 잠식될 가능성이 크다는 점이 문제점으로 지적된다. 현재 국내에는 저 NOx 버너 SCR 등의 보급률이 매우 낮아 규제 강화에 따른 시장 수요는 큰 반면에 사업장에 적용 가능할 정도의 실증된 국내 기술은 매우 미흡하다. 저 NOx 버너는 소형 및 가정용 난방 보일러용으로 국내 제품이 개발되었고 산업용 대규모의 버너는 모두 외국 기술에 의존하고 있는 실정이다. SCR과 SNCR의 경우에도 국내 기술을 설치한 사례가 없는 것으로 파악되었다. 특히 SCR의 경우, 최근 상업용으로 사용할 수 있는 촉매성형 기술까지 개발되었는데도 아직 엔지니어링 기술 등 확보해야할 기술이 많이 남아 있어서 당분간은 촉매수입을 대체하는 수준에 머무를 것으로 보인다. 하지만, 저 NOx 버너 제작 기술은 이미 특허만료 시한을 넘긴 경우가 많고, SCR 촉매는 이미 성형단계 기술까지 확보되어 있으므로 정부가 중점적으로 지원하면 어느 정도 기술 자립이 이루어질 수 있을 것으

로 판단된다. 국내 기술의 사용에 가장 큰 장애 요인은 국내 기술에 대한 신뢰도 부족
이므로, 공공부문에서 국내 기술의 도입을 우선 검토할 수 있어야 한다고 생각된다.

기술별 소요 비용을 추정하기 위하여 국내외 설치 사례를 조사하였는데 국내 사례로
는 저 NO_x 버너, SCR, SNCR에 대하여 화력발전소와 소각시설을 대상으로 조사하여
결과를 제시하였고, 미국의 사례로는 발전시설, 시멘트 생산공정, 유리생산공정, 공정
가열로, 산업용 보일러, 도시쓰레기 소각시설에 대하여 자본비용과 연간비용, 그리고
처리단가를 조사하여 제시하였다. 국내 SCR 설치단가의 경우에는 중유발전소 0.293
억원/MW, 가스발전소 0.223억원/MW, 가스복합발전소 0.24억원/MW, 그리고 소각
시설 0.053억원/톤/일로 조사되었는데, 운전비용의 경우에는 실적치가 제한되어 있
어 유의성 있는 자료를 제시하지는 못하였다. 미국의 경우에는 질소산화물 1톤 처리
에 필요한 평균비용은 저 NO_x 버너 1,095천원, SNCR 1,932천원, 그리고 SCR 4,893
천원으로 분석되어 처리비용이 만만치 않음을 알 수 있고 고효율의 기술이 필요할수
록 즉, 규제가 강화될수록 비용이 크게 상승함을 알 수 있다.

에너지를 다량으로 소비하는 국내 주요 산업에 대하여 향후 전체 SCR 설치비용을
추정하였는데, 그 결과 화력발전소는 5,500~9,540억원, 시멘트 산업은 1,740~2,350억
원, 1차 철강업종은 1,710~2,310억원, 유리제조업 300~410억원, 정유산업은 1,050~
1,410억원, 소각시설은 400억원 정도로 추산되어 이들 업종에 대해서만도 최저 1조
원~1조 6천억원이 필요한 것으로 분석되었다. 이 경우 연간 약 21.2~24.5만톤의
NO_x를 저감할 수 있을 것으로 추정되어 시설설치 비용만 고려하더라도 NO_x 1톤 처
리비는 대략 997천원~1,380천원 범위에 있다.³¹⁾ 따라서 설비 운전비를 포함할 경우
처리단가는 더욱 상승할 것이다. 만약 SCR 설치시의 처리단가를 기준으로 배출부과
금 요율이나 배출권 거래단가를 산정하게 되면 위의 결과에서 보듯이 산업체의 부담
이 매우 클 것이기 때문에 어느 정도 요율 조정을 하거나 저 NO_x 버너 설치시의 처리
단가 등을 동시에 고려하는 것이 필요할 것으로 판단된다.

한편, 배출부과금 제도와 배출권 거래제의 도입에 대해서는 업종별로 단계별 적용
등의 검토가 필요하다고 생각된다. 형평성의 원칙에서 보면 모든 업종에 대해서 동시

31) 감가상각기간을 15년으로 하고 연간 이자율을 8%로 가정하였다.

에 적용하는 것이 타당하지만, 앞에서 살펴본 바와 같이 SCR 설치비용이 커서 기업의 부담이 클 뿐만 아니라 국내 기술기반도 취약하기 때문에 기업의 비용부담을 완화시키고 국내 기술의 자립시기를 감안한다는 관점에서 제도의 순차적인 적용방안을 검토할 수 있다고 생각된다.

마지막으로 다이옥신 등 스톡홀름 협약의 규제 대상물질에 대한 관리 계획이 가급적 빨리 수립되어야 할 것이다. 협약의 대상시설은 발전소, 소각로, 제철소 소결공장, 시멘트 산업, 2차 금속생산 공정 등 주로 화석연료를 연소하는 시설로서 질소산화물 발생시설과 중복되는 경우가 많다. 따라서 산업체 입장에서 보면 질소산화물과 다이옥신을 동시에 저감해야할 가능성이 매우 크므로 경제적인 설비투자가 이루어질 수 있도록 가급적 빨리 정부의 관리계획을 수립하는 것이 요구된다.

약어정리

FGR : Flue Gas Recirculation
 LEA : Low Excess Air
 LNBs : Low-NO_x Burners
 MD : Mechanical Draft
 MSW : Municipal Solid Waste
 ND : Natural Draft
 NGR : Natural Gas Reburning
 NSCR : Nonselective Catalytic Reduction
 OFA : Over Fire Air
 PC : Pulverized Coal
 RAP : Reducing Air Preheat Temperature
 SNCR : Selective Noncatalytic Reduction
 SCA : Staged Combustion Air
 SCR : Selective Catalytic Reduction
 WI : Water Injection
 W+St : Water and Stream Injection
 WI+SCR : Wet Injection + SCR

참고문헌

국내문헌

- 국립환경연구원. 2000. 「대기오염물질배출량조사(1999)」.
- 산업자원부. 2000. 「1999년도 에너지 총 조사 보고서」.
- 한국전력공사. 2002. 「한국전력통계」.
- 함성원. 2002. 「국내외 SCR 기술개발 현황 및 동향」.
- 환경관리연구소. 2002. 「2002 환경사업총람」.
- 환경부. 2001. 「대기환경연보」.
- 환경부. 2002. 「수도권 대기질 개선 특별대책-공청회자료」.
- 환경부. 각 연도. 「환경백서」.
- 환경부. 「대기환경보전법」.

국외문헌

- L. J. Muzio and G. C. Quartucy. 1997. "Implementation NO_x Control : Research to Application". *Prog. Energy Combust. Sci.* 23. p. 233.
- The Japan Society of Industrial Machinery Manufacturers. 1996. "Introduction of Japanese Advanced Environmental Equipment".
- USEPA. 1993. "Alternative Control Technology Document - NO_x Emission from Process Heaters(Revised)".

- USEPA. 1993. "Alternative Control Technology Document - NO_x Emission from Stationary Gas Turbines".
- USEPA. 1994. "Alternative Control Technology Document - NO_x Emission from Cement Manufacturing".
- USEPA. 1994. "Alternative Control Technology Document - NO_x Emission from Iron and Steel Mills".
- USEPA. 1994. "Alternative Control Technology Document - NO_x Emission from Glass Manufacturing".
- USEPA. 1994. "Alternative Control Technology Document - NO_x Emission from Industrial/Commercial/Institutional(ICI) Boilers".
- USEPA. 1994. "Alternative Control Technology Document - NO_x Emission from Utility Boilers".
- USEPA, 1995, "NO_x Control Technologies Applicable to Municipal Waste Combustion"

<부록 1> 일본의 탈질기술

※ Ref: "Introduction of Japanese Advanced Environmental Equipment", The Japan Society of Industrial Machinery Manufacturers 1996, P. 85-102

기 술	공 법	특 징	응 용	NOx 저감율
Dry Selective Catalytic Reduction System with Ammonia	SCR	2차 오염물질 생성없음 낮은몰비(NH ₃ /NOx)에서 높은 탈질 효율 유지 낮은 압력손실 내구성 강한 촉매	관상의 촉매 이용 먼지를 많이 포함하고 있는 석탄연소 배연가스에도 적용가능, 부식 일어나지 않음	90%이상
De-NOx System	SCR	암모니아 유출 10ppm 이하 암모니아 주입속도 조절가능	공공 발전소, 석유 정제, 화학 공장, 석유화학공장, 쓰레기처리설비 등	90%이상
Moretana Flue Gas Desulpherization and Denitration Equipment	습식 탈질,탈황 공정 냉각탑 출구에서 NOx처리를 위한 산화제 주입	탈질과 탈황 동시가능 설치비저렴, 설치면적 감소 탈질속도(산화제 주입속도)제어 가능	오염물질 많이 포함하고 있는 가스의 경우에도 적용가능	
SCR De-NOx System	SCR	압력손실 낮다	(개스, 오일, 석탄연료) 보일러 개스터빈과 디젤엔진, 발전소	90%이상
IHI NOx Removal Plant	SCR	조작이 용이함 설치비 저렴 적절한 촉매 선택 촉매공급 안정성 2차 오염물질 발생 없음	산업용, 발전용 boiler, 디젤 엔진, 개스 터빈	
Selective Catalytic Reduction (SCR) of NOx Flue-Gas system	SCR	고정층 반응기 단일 허니컴 형 촉매 (TiO ₂ - V ₂ O ₅)	암모니아 유출량:2-10ppm	85-95%
kawasaki DeNOx Apparatus		기기의 신뢰성 높다. 다양한 개스의 성분에 대해 적용가능 암모니아 첨가량 조절가능 운전비용 저렴	암모니아 유출량: 2ppm 이하 SO ₂ 가 SO ₃ 로 산화되는 비율 :0.5% 이하 보일러, 개스터빈, 개스 엔진, 디젤엔진, 폐기물소각로, 쓰레기 소각로, 가열로	90%

기 술	공법	특징	응용	NOx 저감율
Knorca fule gas denitrification equipment	SCR	고정층 반응기 허니컴형 촉매 촉매의 내구성 강함 낮은 압손 반응기 교체 용이 가격 저렴 2차 오염물질 발생 없음	미세먼지 포함 개스에도 적용가능 암모니아의 유출이 없음	
Mitwsubishi Dry Selective Catalytic NOx Removal System	SCR	조작이 용이 높은 신뢰성 2차 오염 발생 없음 황산화물과 먼지에 대한 높은 저항력 부식 발생하지 않음	보일러, 가스터빈, 디젤엔진, 소각로, 화학로	
De NOx System for Stainless Steel Pickling Off-Gas		NOx의 농도변화에 무관 촉매의 수명이 길다	스테인리스 스틸, 타이타늄이나 다른 합금의 산세척으로부터 나오는 질소 산화물을 제거 암모니아 누출 없다	98%
MITSUI-BF Dry-type De Nox Process	흡착, 탈착, 부산물의 선택적 회수	SO ₃ 제거 9.9%이상 낮은 공정온도 폐수 발생량 적다 탈황, 탈질 동시 가능	석탄 연소 보일러, 산업 보일러 석유화학 제련소, 화학 공장 산업 로, 유리 로 소각로 제련공장, 소성 공장	황산화물 제거율: 98%이상 질산화물 제거율: 80%이상
Dry Selective Catalytic NOx Removal System "HI-DECKER"	SCR	SO ₂ 에서 SO ₃ 로 변하는 비율 : 0.5% 공정이 간단 소비되는 NH ₃ 양이 적다. NH ₃ 유입량 조절가능	암모니아 누출량:10ppm 미만 heavy diesel oil and coal fired 디젤 엔진, 개스 터빈 석유 제련, 철과 스틸, 석유화학 공장 소성이나 소각로 금속표면처리나 질소 제품 시멘트 킬른 화학반응 기구로부터 방출되는 질산화물	90%

기술	공법	특징	응용	NOx 저감율
NIIGATA Flue Gas DE-NOx System	SCR	다양한 배출가스 처리가능 촉매 수명: 3년이상	누출 암모니아: 10ppm 이하	50-95%
De NOx(SCR)	SCR	촉매 내구성과 효율 높다 가격 저렴	낮은 온도의 개스처리 가능	85%이상
De-NOx(SNR)	SNR	촉매불필요 설치비, 운전비 저렴		
Neutralization Type NOx Stripper	liquid NaOH이용 한 중성화 공정	폐수처리 발생없음 조작이 간단하고 운전비용 저렴	적은양의 배출가스에 적당 고농도의 개스 초기처리에 적당	80-90%
Oxidation Reduction Type NOx Stripper		NOx의 농도비에 무관		99%이상
Flue Gas Denitrification Equipment	유동층 촉매 사용 SCR	촉매 재생하여 사용가능	쓰레기 소각로의 원료개스 소성 설비의 배기가스 여러 가지 형태의 보일러의 배기가스 여러 가지 석유 화학 설비의 배기가스	75-90%
Selective Non-Catalytic Reduction of NOx	ammonia, urea등을 소각로에 직접 주입	설비 간단 초기 투자비용 저렴		50-90%
Selective Catalytic Reduction of NOx	SCR	soot blower를 이용하여 막힘현상 방지 촉매의 교환이 용이	쓰레기 소각로 등	
UBE De NOx unit	SCR	오염물질 포함한 배출가스에도 적용가능 촉매의 수명길다		90%

<부록 2> 외국의 SCR 촉매 개발 현황

1. 일본

일본은 엄격한 NO_x 배출허용기준을 최초로 도입한 나라로서 1970년부터 배연탈질 기술 분야에 관심을 갖고 배연탈질용 촉매를 개발하기 시작하였으며 1980년 말부터 석탄화력발전소에 SCR 설비를 설치하여 운전중이다. 1989년 말 일본에 설치된 전체 SCR 설비용량은 대부분의 석탄화력발전소와 산업용 보일러를 포함하여 일본 전체 석탄화력 설비용량의 약 67% 인 8,000 MW가 설치되어 있으며 사용하고 있는 SCR 촉매는 대부분 일본에서 개발된 V₂O₅/TiO₂ 계통이다. 일본의 발전소들은 발전용 연료로 국내탄을 주로 사용하고 있으나 유황분 함량이 0.5% 정도 되는 수입유연탄을 사용하기도 한다. 발전소들은 대부분 기저부하에서 운전이 되며 보일러는 Dry bottom 형식을 채택하고 있다. 일본에서는 고온 전기집진기를 설치한 발전소가 많은데 이것이 low-dust system 설치 실적(35%)이 다른 나라에 비해 상대적으로 많은 이유가 된다. 일본에 있는 촉매제조업체로는 Babcock Hitachi, Mistsubishi Heavy Industries, Nippon Shokubai, Kawasaki Heavy Industries등 여러 업체들이 있으며 촉매제조형태는 honeycomb 및 plate type이 주종을 이루고 있다. 최근까지 SCR 기술의 핵심인 촉매에 대한 연구를 지속적으로 수행하여 촉매수명을 15~20 % 정도 개선함으로써 촉매부피를 62 % 까지 감소시켰다.

가. Hitachi

1963년초 Hitachi와 Babcock-Hitachi는 배기가스중의 질소산화물 제거를 위한 연구를 시작하였으며 SCR 공정의 utility boiler 적용을 위한 plate type 의 촉매를 개발하였다. Plate type 촉매는 실험실, bench scale 실험 및 발전소 현장에서의 pilot plant 시험을 거친 후에 1978년부터 utility boiler의 실증설비에 공급하여 왔다.

개발된 plate type 촉매는 미국, 유럽, 아시아 등 전세계로 수출되어 운전이 되고 있다. Hitachi사의 plate type 촉매는 TiO_2 를 담체로 하고 있으며 촉매개발이 시작된 이래 Hitachi의 자체공장에서 생산되어 공급되고 있다. 1987년에 촉매제조 공장으로 설립된 Akitsu works는 plate type 의 촉매를 연속적으로 생산할 수 있는 자동화된 공정을 보유하고 있다. BHK에서 생산하는 plate type 촉매는 honeycomb type 촉매에 비해서 여러 가지 장점이 있는 것으로 주장하고 있으며 촉매를 설비에 최초로 충전한 이후로 10년 이상이 지난 후에도 촉매의 재충진이나 첨가 없이 운전이 계속될 만큼 내구성이나 내마모성이 우수하다고 주장하고 있다.<부표 2-1> 참조)

<부표 2-1> Plate type 촉매와 Honeycomb type 촉매의 비교

	PLATE TYPE	HONEYCOMB TYPE	REMARKS
ACTIVITY	○	○	TiO_2 BASE
EROSION RESISTANCE AGAINST DUST	◎	△	CENTER METAL PLATE
PLUGGING POSSIBILITY	◎	△	FEW CORNERS
PRESSURE DROP	○	△	
HANDLING	○	△	COMPACT
CATALYST VOLUME FOR INITIAL LOADING	△	○	SPECIFIC SURFACE
FOR LONG TERM OPERATION	○	△	LONG LIFE CATALYST STACKING

주) ◎ : Excellent, ○ : Advantageous, △ : Average

1) 촉매 특성

Hitachi 사는 일본이나 해외에서 현재 운전중이거나 건설중인 발전소 및 기타 연소 설비에 총 206기의 SCR공정을 설치하여 운전중이며 주로 plate type의 촉매를 생산하

고 있다. 촉매의 특징은 다음과 같다.

- 높은 활성 및 긴 수명
- 먼지에 대한 내부식성이 강함
- 먼지에 의한 막힘 현상이 적음
- 압력손실이 적음
- Multi-layer 촉매사용으로 장치의 소형화
- 광범위한 적용 실적
- 고 품질, 안정된 공급

나. Mitsubishi Heavy Industries

미쓰비시 중공업은 1973년경에 보일러 배기가스 중의 NO_x제거에 적당한 촉매를 개발하기 시작하였다. 초기에는 pellet type의 촉매를 개발하여 1976년에 가스연소 보일러에 SCR 공정을 적용하였으며 1977년에는 산업용 보일러에 honeycomb type의 촉매를 최초로 적용하여 운전을 시작하였다. 또한 honeycomb type의 촉매를 석탄화력발전소에 적용하여 최초로 실증설비 운전을 시작한 것은 1980년이었으며 Chugoku 전력회사의 Shimonoseki 1호기(175MW)에 적용하였다. 복합화력발전소에 적용하기 시작한 것은 1984년 Tohoku 전력회사의 Higashi-Nigata 3호기(1,090MW)였다. MHI에서 공급되는 모든 형태의 SCR 촉매는 자체 pilot plant 실험에 기초를 둔 것이며 성공적으로 운전되고 있다.

현재까지 MHI는 일본내의 발전용, 산업용 보일러 185기 이상에 SCR 공정을 설치하였으며 1995년 현재 일본 내 utility boiler에 대한 SCR system의 시장점유율은 가장 높으며 MHI SCR 기술은 전세계 여러 나라에서 특허등록이 되어있다.

초창기에 MHI는 honeycomb type, plate type, pellet type 등 모든 형태의 촉매를 제조하고 연구하였으나 실험실에서의 실험, 발전소 현장에서의 pilot plant 시험, 실증설비에서의 내구성 시험 등과 같은 풍부한 실험결과를 통해 honeycomb type 촉매가 우수하다고 결론을 지었으며 이 촉매의 개량에 역점을 두고 연구중이다.

다. Ishikawajima-Harima Heavy Industries

IHI에서는 NO_x 저감기술로 암모니아를 환원제로 사용하는 건식 SCR 공정을 채택하고 있으며 1978년 1월에 180,000 Nm³/hr 규모의 중유연소발전소에 이미 SCR 공정을 설치한 실적이 있으며 1979년 9월에 중유연소발전소에 세계 최대규모인 1,900,000 Nm³/hr급 SCR 설비를 공급하였다.

IHI는 1970년에 탈질설비개발을 시작하여 가스, 중유, 석탄 등의 여러 가지 연료를 사용하는 보일러에서 배출되는 배기가스에 적용하였다. 1978년에 최초로 SCR 설비를 공급하였으며 현재까지 약 30기 이상의 설비에 공급하였다. 최근에는 발전설비 뿐만 아니라 gas turbine, diesel engine, 소각로 등과 같은 여러 종류의 보일러에서 배출되는 가스에 적용할 수 있는 탈질공정을 개발하기 위해 노력하고 있다. IHI는 각각의 설비에 대해서 촉매의 조성을 변화시키지 않고도 각각의 연료에 대해 일반적으로 쓰일 수 있는 표준화된 촉매조성을 확립하였다. IHI의 표준촉매는 사각형의 honeycomb type이며 TiO₂ 담체에 몇몇 활성금속을 포함하고 있다.

라. Nippon Shokubai

Nippon Shokubai(NSCL)는 1973년에 암모니아를 이용한 SCR 기술에 적용되는 촉매의 조성, 형태, 제조공정기술에 대한 연구를 시작하여 1979년부터 상업화하기 시작하였다. <부표 2-2>에서 보는 바와 같이 지금까지 10,000m³이상의 촉매를 생산하여 일본, 독일, 미국 등지의 발전용 및 산업용 플랜트에 판매하였으며 NSCL의 SCR 촉매는 발전소 보일러에서 배출되는 배기가스 뿐 만 아니라 diesel engine, gas engine, gas turbine 등에서 배출되는 배기가스처리에도 사용되고 있다. NSCL에서 생산되는 촉매의 양은 연간 2,500m³ 정도이며 1995년 4월 현재 생산량은 10,280m³에 달한다. NSCL의 탈질 촉매는 TiO₂-SiO₂ 담체에 V₂O₅와 WO₃가 담지되어 있으며 honeycomb 형태로 제조되어진다. 20×20 Cell을 표준규격으로 생산하고 있으며 50×50 Cell 까지 생산하고 있다. NSCL Himeji plant에 설치되어 있는 촉매제조공장

은 전 자동화되어 있으며 생산되는 촉매의 조성은 <부표 2-3>에서 보는 바와 같다.

<부표 2-2> NSCL사 촉매의 판매실적

Item	Catalyst Volume (m ³)
Japan (for Utilities)	6,430
Japan (for Industries)	880
Germany (for Utilities)	1,570
USA (for Utilities)	240
USA (for Industries)	1,050
Other Countries	110
Total	10,280

<부표 2-3> NSCL 촉매와 다른 촉매와의 물성비교

Item	NSCL catalysts	Other catalysts
Active Components	V ₂ O ₅ , WO ₃	V ₂ O ₅ , WO ₃
Carrier	TiO ₂ -SiO ₂	TiO ₂
Specific surface area(m ² /g)	110-140	50-70
Pore volume(cc/g)	0.4-0.5	0.3-0.35
Bulk Density	0.3-0.45	0.5-0.65

2. 독일

독일의 전체 발전설비 용량은 121.6 GW 정도이며 석탄화력에서 생산되는 전력량이 전체의 49%, 유류발전소에서 8%, 가스발전소에서 15% 정도 생산되고 있다. 석탄화력에서 배출되는 먼지배출량은 1974년이래 50 mg/m^3 이하로 규제되고 있으며, SO_2 배출농도는 1988년까지 140 ppm 이하, NO_x 는 1991년 이후로 100 ppm이하로 규제하고 있다. 또한 도심지에서 새로운 발전소를 건설하려고 할 때는 정부규제치보다 더 낮은 지역의 규제치를 만족시켜야 한다. 1985년말 서독이 유럽에서 최초로 SCR 공정을 설치하기 시작하였다. 초기에는 선진기술인 일본기술의 현지 적용타당성 조사를 위한 시험에 초점을 맞추어 진행되어 현재는 60기 이상의 SCR 설비를 설치하여 가동중에 있다. SCR 설비는 석탄화력 설비용량 27,000MW 에 대해 설치되어 있으며 주로 사용되고 있는 촉매는 일본에서 개발된 $\text{V}_2\text{O}_5/\text{TiO}_2$ 계통 촉매와 독일에서 자체 개발한 zeolite 계통 촉매를 일부 사용 중에 있다. 총 16,000MW의 SCR 설비는 무연탄을 연료로 사용하는 dry bottom boiler에서 운전중이며 주로 high-dust system(81%)을 채택하고 있다. 약 10,000MW는 wet bottom boiler에서 운전중이며 여기에 적용되는 SCR 설비들은 대부분 tail end system(71%)을 채택하고 있다. 독일에 있는 촉매제조업체로는 BASF, Siemens, KWH등이 있으며 촉매형태는 honeycomb 및 plate type이 주종을 이루고 있다.

가. Siemens

Siemens 사에서는 plate type 촉매를 자체적으로 개발하여 생산하고 있으며, honeycomb type 촉매는 일본의 license 하에서 생산하고 있다. 현재까지 plate type 은 56기에 $11,649\text{m}^3$, honeycomb type은 65기에 $9,251\text{m}^3$ 의 공급실적을 갖고 있으며 촉매의 특성은 <부표 2-4>와 같다.

Siemens 사에서는 plate type 촉매를 자체적으로 개발하여 생산하고 있으며, honeycomb type 촉매는 일본의 license 하에서 생산하고 있다. 현재까지 plate type

은 56기에 11,649m³, honeycomb type은 65기에 9,251m³의 공급실적을 갖고 있으며 Siemens 사에서는 자체 개발한 plate type의 장점을 부각시키며 사용을 권하고 있다.

1) 촉매 특성

① Plate type

- 촉매 성분 : Stainless steel carrier에 TiO₂ , V Oxide, Mo Oxide 활성물질
- 촉매 Property :
 - 운전조건 : 300~450 °C
 - Fly ash에 대한 내부식성이 강함
 - 내열성 및 기계적 강도 우수
 - SO₂→SO₃ 의 전환율이 낮음
 - 낮은 압력손실
 - 설치할 설비의 조건 및 환경에의 적용이 용이
 - 설치한 촉매층의 교환이 용이
- 촉매 Geometry
 - 표면적 : 250~400 m²/m³
 - Plate 규격
 - ㉠ 높이 500/550/570/600/625 mm
 - ㉡ 두께 : 1.0mm이하
 - ㉢ 단면적 : 모듈 1182×954mm
 - ㉣ 모듈의 높이 : 730~2165mm
 - ㉤ Standard Cell : 464×464×(530~650)mm

<부표 2-4> Plate type과 Honeycomb type 촉매의 비교

항목	Plate type	Honeycomb type
담 체	Stainless steel	Ceramic
활성물질	TiO ₂ , V ₂ O ₅ , Mo Oxide	TiO ₂ , V ₂ O ₅ , Mo Oxide
운전온도	300-450℃	170-430 ℃
표 면 적	250-400 m ² /m ³	427-886 m ² /m ³
크 기	464×464×(530-650) mm	150×150×(350-1,100) mm
특 징	· Fly ash에 대한 내부식성이 강하다. · 내열성 및 기계적 강도가 우수하다. · 압력손실이 낮다.	· 분진함량이 적은 가스에 대해 높은 활성을 나타낸다. · 소요공간이 적다.

② Honeycomb type

· 촉매조성 : Ceramic에 TiO₂ , V Oxide, Mo Oxide 활성물질

· 촉매 Property

- 운전조건 : 170~430 ℃
- 분진함량이 적은 연소가스에 대하여 높은 활성
- 적은 소요공간, 경량성

· 촉매 Geometry

- 표면적 : 427~886 m²/m³
- 촉매성분 규격 : 150×150×(350~1100) mm
- 촉매 모듈 단면적 : 1900×956 mm
- 촉매 모듈 높이 : 600~1300 mm
- Standard Cell : 150×150×1000 mm

③ Plate type 촉매의 장점 및 성능 (Honeycomb type과의 비교)

- High-dust와 Low-dust 모두 설치 가능
- 설치비용 50~90 US\$/Kw
- 운전시간 16,000~24,000 hr 경과후 20%를 원래의 촉매층에 추가 설치하면 16,000 hr의 운전 연장이 가능하고 촉매층의 여유공간이 없으면 설치된 촉매의 20~25%를 교체
- Plate type catalytic converter 설치이유
 - 약간의 진동이 허용되는 구조 때문에 덜 막힌다.
 - 세라믹 base보다 내부식성이 강하다
 - 매우 얇은 plate로 이루어졌기 때문에 압력손실이 적다
 - $\text{SO}_2 \rightarrow \text{SO}_3$ 의 전환율이 낮음
- 실제 발전소에 적용한 경우의 비교
 - Plate type 과 honeycomb type의 촉매를 분진함량 3~5 g/scf 조건하에서 10,000 hr 운전한 결과 honeycomb의 경우 50 %가 막히는데 비해 plate type 의 경우 거의 막히지 않음.

나. BASF

BASF는 철산제조공장에서 배출되는 가스중의 질소산화물 제거를 위한 SCR 촉매의 개발을 위해 약 60년 전부터 여러 가지 실험을 통해 V_2O_5 계통의 촉매를 개발하였다. 1970년에 일본에서 SO_x 와 먼지를 포함하고 있는 배기가스에 적용할 수 있는 개량된 촉매를 개발하였는데 활성물질은 V_2O_5 를 사용하였다. 지지체는 텅스텐이 포함된 TiO_2 를 사용하였다. 촉매의 형태는 압력강하를 줄이기 위해 pellet type에서 honeycomb type으로 변경하였으며 압출성형에 의해 제조되어진다. BASF에서 제조되어지는 촉매의 표준이 되는 규격은 150×150mm 이며 honeycomb 촉매내의 hole 수는 20×20에서 40×40까지로 각각의 pitch는 7.5mm 와 3.7mm가 된다. 또한 BASF는 자체 발전소인 Ludwigshafen을 포함하여 30곳 이상의 발전소에 대한 SCR 공정 설치경험을 가지고 있다. BASF에서 생산되는 여러 형태의 촉매들 중 발전소 배기가스에 적용

할 수 있는 촉매인 O4-85 촉매의 특성은 다음과 같다.

- 조성 : TiO_2 , WO_3 , V_2O_5
- 부피밀도 : 0.65 kg/l
- 분쇄강도 : 20kg/cm² 이상(수직), 7 kg/cm² 이상(수평)
- 운전온도 : 250~420℃(연속운전시)
- 열안정도 : 450℃

1) 촉매 특성

① BASF Catalyst O4-80(a) & O4-81(b)

㉠ 적용

- Ammonia에 의한 low sulfur waste gas로부터의 NO_x 제거
- Nitric acid plant의 폐가스 처리

㉡ 조성

- a) V_2O_5
- b) TiO_2 , V_2O_5

㉢ 형태

- a) extrudates approx. 4.7 mm diameter
- b) extrudates approx. 4 mm diameter

㉣ 부피밀도

- approx. 1kg / L (62 lbm/cu.ft.)

㉤ Crushing Strength (knife edge hardness)

- a) > 12 kgf (26 lbf)
- b) > 2 kgf (4 lbf)

㉥ 운전온도

- a) 180 - 350 °C (360 - 660 °F)
- b) 160 - 300 °C (320 - 570 °F)

㉦ 열안정성

- a) up to approx. 450 °C (840 °F)
- b) up to approx. 350 °C (660 °F) for short time

② BASF Catalyst O4-85

㉠ 적용

- Ammonia에 의한 배기가스로부터의 NO_x 제거
- 특히 Power plants, process furnace와 diesel engines 등 배기가스로부터의 NO_x 제거
- 여러 가지의 type이 있으며, 주로 사용되는 fuel와 선정된 plant의 configuration에 의존함. : high dust, low dust, after FGD

㉡ 조성

- TiO₂, WO₃, V₂O₅

㉢ 형태

- Honeycomb structures 150×150mm in various lengths and pitches, fitted into steel modules.
- Other forms available on request.

㉣ 부피밀도

- approx. 0.65kg / L (41 lbm/cu.ft.)

㉤ Crushing Strength (knife edge hardness)

- > 20 kg/cm² axial
- > 7 kg/cm² lateral

㉥ 운전온도

- during continuous operation : 250 - 420 °C (480 - 790 °F) with SO₂-free gas from 150 °C (300 °F)

㉦ 열안정성

- up to approx. 450 °C (840 °F)

③ BASF Catalyst O4-86

㉠ 적용

- NO_x 제거와 동시에 폐기물 소각로의 배기가스로부터 dioxin 제거
- 또한 요구에 의해 CO와 hydrocarbon의 전환

㉡ 조성

- TiO₂ carrier with various promoters

㉢ 형태

- Honeycomb structures 150×150mm in various lengths and pitches, fitted into steel modules.
- Other forms available on request.

㉣ 부피밀도

- approx. 0.65kg / L (41 lbm/cu.ft.)

㉤ Crushing Strength (knife edge hardness)

- > 15 kg/cm² axial
- > 5 kg/cm² lateral

㉥ 운전온도

- 200 - 350 °C (390 - 660 °F)

㉦ 열안정성

- up to approx. 450 °C (840 °F)

다. KWH

KWH는 1986년에 배기가스 정화용으로 ZERONOX 탈질 촉매를 생산하여 판매하기 시작하였으며 1989년에는 쓰레기 소각로에서 배출되는 Dioxine 과 Furan을 제거하는 ZERONOX D 촉매를 개발하였다. 1991년에는 CO와 Hydrocarbon을 제거하는 CATANOX 촉매를 개발하였으며 저온용 SCR 촉매를 개발하였다. 1988년에 honeycomb type의 촉매를 연간 3,000m³ 정도 생산할 수 있는 대규모 촉매제조공장을

설립하여 운영중이며 10기 이상의 시험설비를 운전한 경험을 갖고 있다.

3. 미국

미국에 설치되어 있는 석탄화력 발전설비 용량은 총 280,000MW이나 다른 선진 외국에 비해서 질소산화물 배출허용기준이 높기 때문에 SCR 기술에 관한 연구개발 및 적용이 늦어지고 있다. 그러나 1990년 Clean Air Act 가 개정된 이후로 미국에서의 SCR 설비의 적용이 빠르고 광범위하게 확대되어 나갔으며 정부의 배출허용기준 보다 더 엄격하게 배출규제를 하고 있는 california주에서는 이미 SCR 설비를 사용하고 있다. 또한 고농도의 황성분, 미량 금속성분 등이 포함된 석탄연소 배기가스에도 적용할 수 있는 촉매개발을 위해서 pilot 규모의 시험설비가 운영되고 있다. 미국의 촉매 제조업체인 Norton 사에서는 1985년에 NC-300 이라는 zeolite 계통 탈질촉매를 개발하였는데 이 촉매의 특징은 다음과 같다.

- | | |
|--------------------------------|-------------------|
| - 담체 : Aluminosilicate | - 활성물질 : Zeolite |
| - 형태 : Honeycomb | - 운전온도 : 220-520℃ |
| - SO ₃ 전환율 : 1 % 미만 | - 폐촉매 처리방법 : 매립 |

Abstract

As ozone warning episodes are frequently occurred and NO_x pollution level is in trends of increasing recently, Korea Ministry of Environment(MOE) is preparing some important countermeasures for NO_x emission reduction. The emission allowance standards for business establishments are strengthened and financial charging for NO_x emission is considered. And total maximum loading system and emission trading system are also planned in Seoul metropolitan area. Some basic data such as performances and cost of NO_x control technologies are required for such measures to be implemented effectively, but few materials are available. So this study was carried out to assess performances and costs of NO_x control technologies.

This paper investigated the reduction efficiencies and costs of NO_x control technologies used in industry and estimated the required capital cost to install of selective catalytic reduction(SCR) equipments for high energy-consuming industrial sectors.

Reduction efficiency varies depending on techniques, and it is possible up to 90% or more. So technology itself cannot be a barrier in implementation of MOE countermeasures. But it is worried that NO_x market produced by the above countermeasures may be occupied by foreign technologies because of lower level of technologies and little experience of domestic environment businesses. Details are presented in Chapter III and IV.

Capital and operating costs of SCR, SNCR and low NO_x burner were investigated for domestic power plants, municipal waste incinerators, and a few other businesses. For example, capital costs of SCR are about 29.3 million won/MW, 22.3 million won/MW, and 5.3 million won/ton of waste/day for oil-fired power plants, gas-fired power plants, and municipal waste incinerators, respectively. In the case of United States, average cost effectiveness of control technologies are about 1.095 million won/ton of

NOx, 1.932 million won/ton of NOx, and 4.893 million won/ton of NOx for low NOx burner, SNCR, and SCR, respectively.

Total capital cost of add-on SCR installing for high energy-consuming industrial sectors was estimated based on the surveyed data or energy consumption. The estimates are 550~954 billion won for power plants, 174~235 billion won for cement industry, 171~231 billion won for basic iron and steel manufacturing, 30~41 billion won for glasses and glass products manufacturing, 105~141 billion won for oil refinery facilities, and 40 billion won for waste incinerators. The estimated NOx reduction amount by installing SCR for those industries is about 0.21~0.25 million ton. Assuming depreciation period of 15 years, the annualized capital cost for reduction of 1 ton of NOx is about 0.997~1.380 million won. If operating cost is included, total annual cost will be more expensive. It might become a burden in cost to the enterprises. Therefore, financial charging system and emission trading system might be checked to gradually apply to enterprises for reducing the burden in cost and considering the period for applying the domestic technologies.

집필자 약력

孔成鎔

서울대학교 화학공학과 학사(1985)

한국과학기술원 화학공학과 박사(1991)

한국환경정책·평가연구원 연구위원

(현, E-mail: sgong@kei.re.kr)

著書 및 論文

「대기오염개론」, 한국방송통신대학교 출판부(2000)

「대기배출시설에서의 사전오염예방을 위한 관리방안 - 최적방지시설을 중심으로」, 한국환경정책·평가연구원(1999)

「2000년대 대기보전시책 수립에 관한 연구」, 환경부(2000)

「석유화학산업체의 청정생산 실행기법 및 활성화 방안 연구」, 한국환경정책·평가연구원(2000)

「외국의 BAT제도 분석과 국내도입을 위한 과제」, 한국환경정책·평가연구원(2001)

「차세대핵심환경기술개발사업 10개년 개발 계획수립」, 한국환경기술진흥원(2002)

연구진

연구책임자 공성용

참여연구원 구현정

산 · 학 · 연 · 정 연구자문위원

문용호(환경부 대기관리과 사무관)

차준석(국립환경연구원 대기공학과 연구관)

한기주(산업연구원 연구위원)

함성원(경일대학교 환경공학과 교수)

© 2002 한국환경정책 · 평가연구원

발행인 윤서성

발행처 한국환경정책 · 평가연구원

서울시 은평구 불광동 613-2

우편번호 122-706

전화 380-7777 팩스 380-7722

<http://www.kei.re.kr>

인쇄 2002년 12월

발행 2002년 12월

출판등록 제17-254호

ISBN 89-8464-043-3

값 6,000원