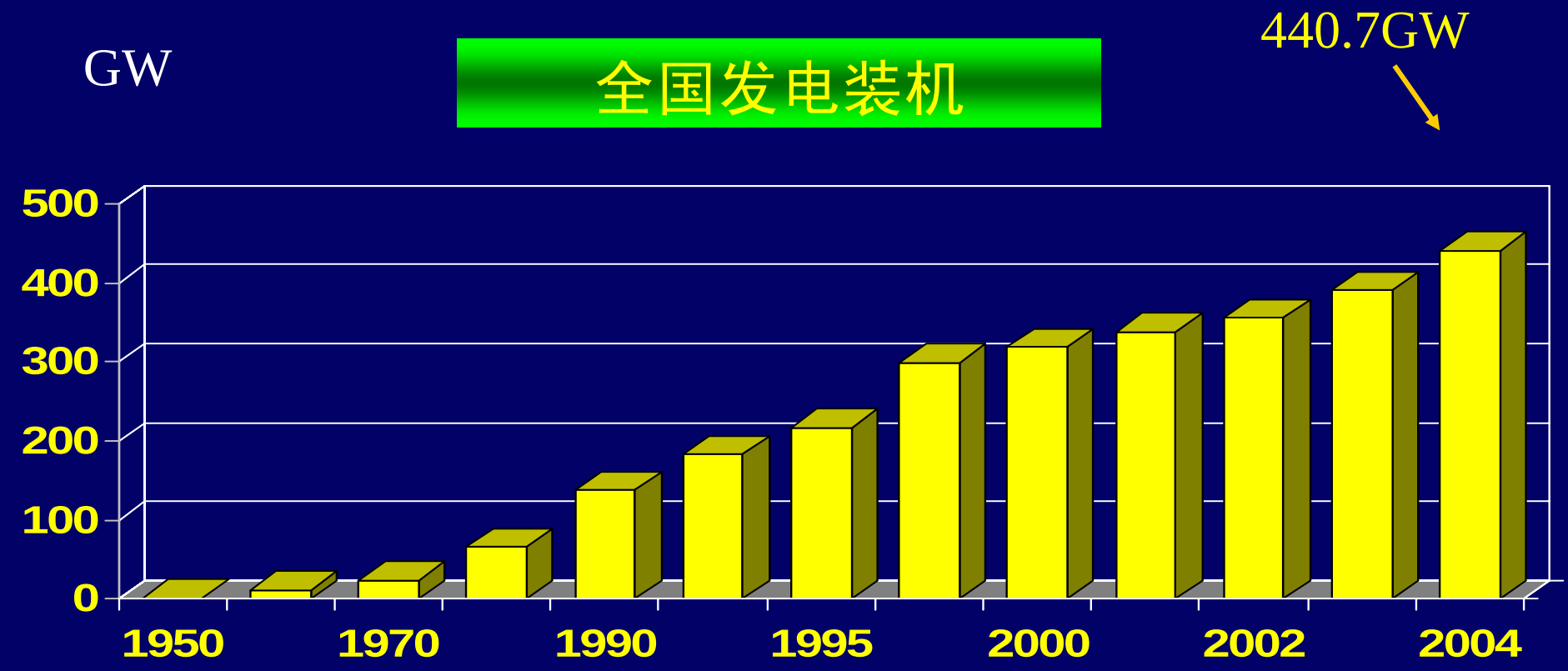
中国电力工业的发展及火电厂氮氧化物排放控制现状及对策

中电联环保与资源节约部
王志轩
2005.7

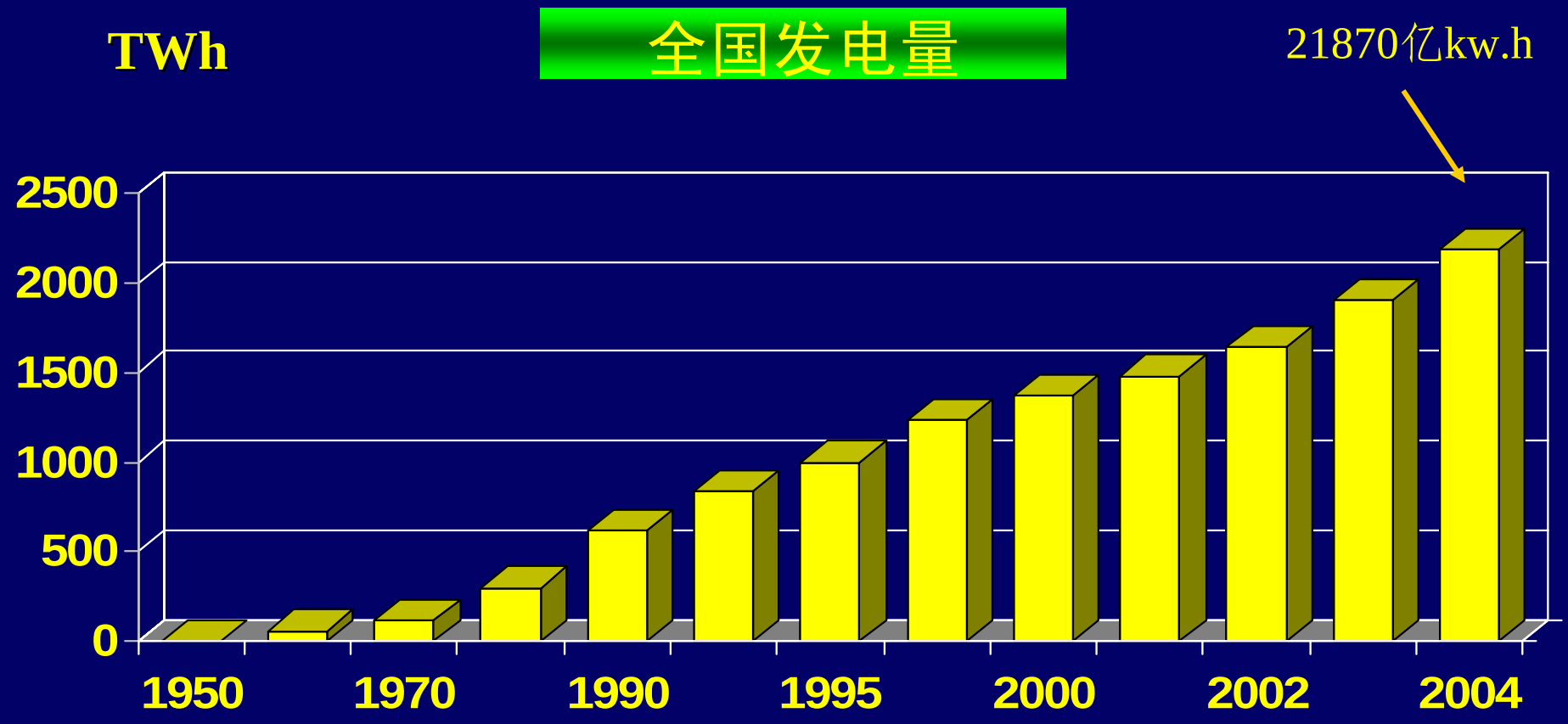
1、我国电力工业的发展状况

—发电装机



我国电力工业的发展状况

—发电量



我国电力工业的发展状况
—发电量结构

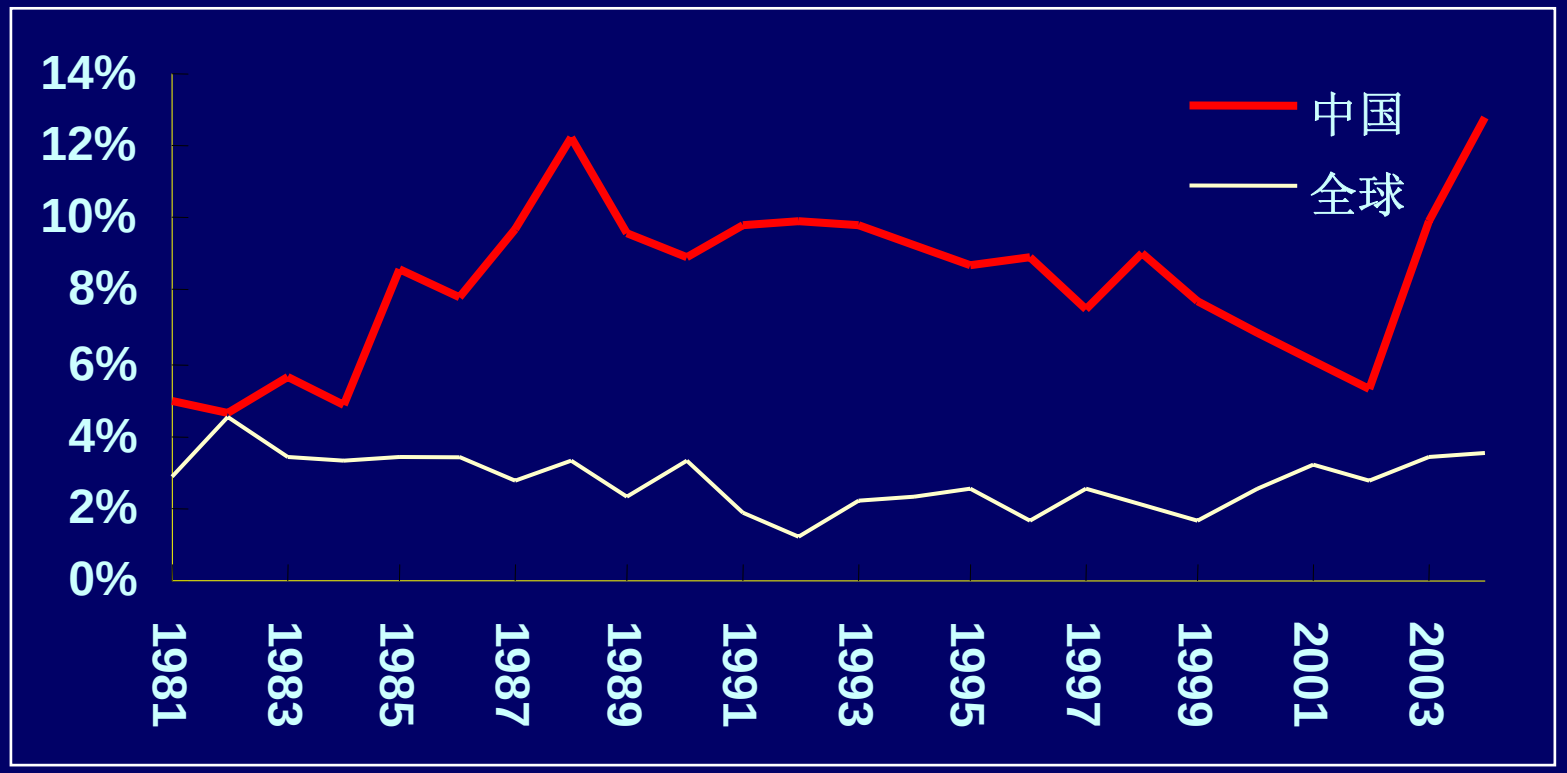
2004年：

- 水电发电量为3280亿千瓦时（15.0%）
- 火电发电量为18073亿千瓦时（82.6%）
- 核电发电量为501亿千瓦时（2.29%）

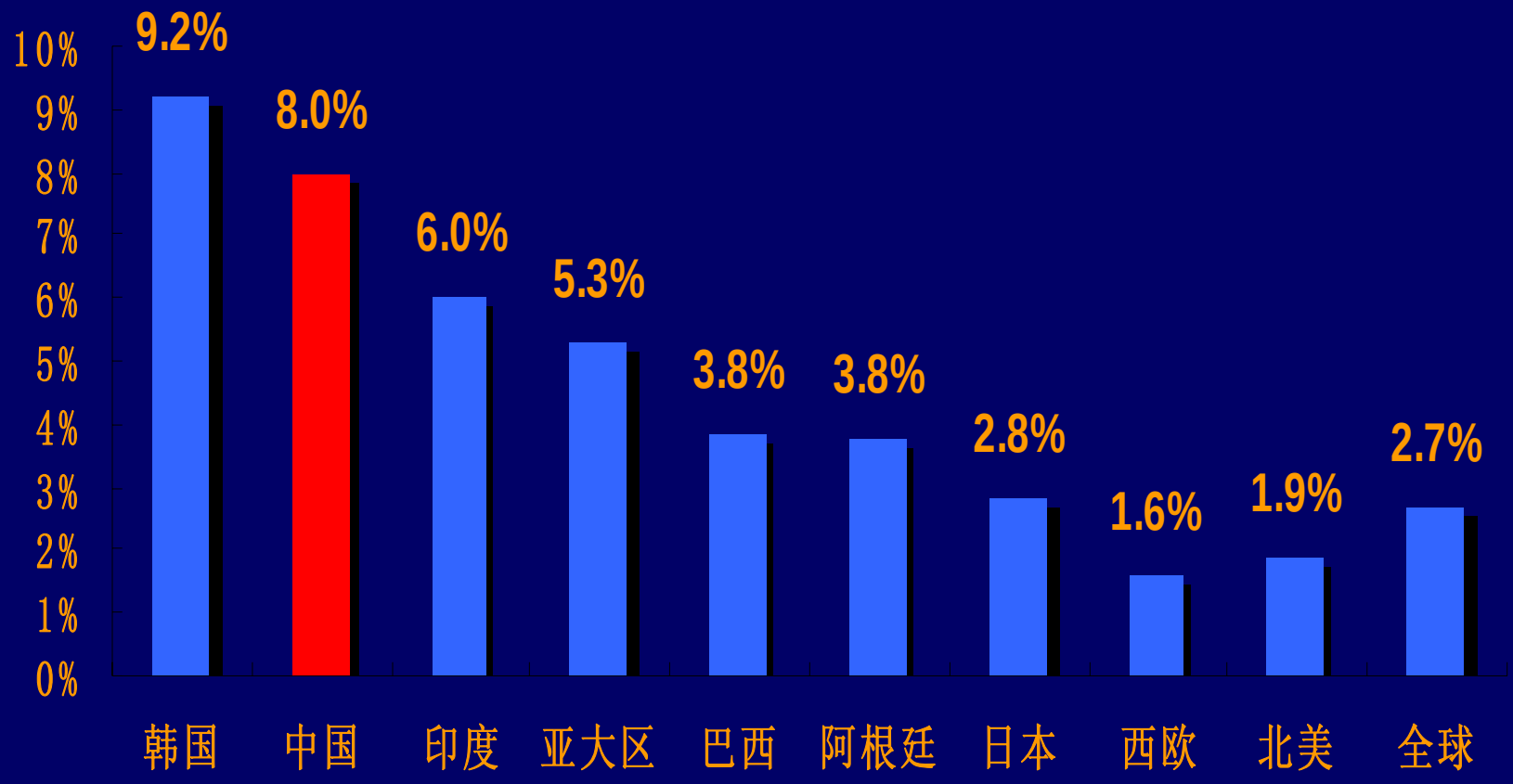
世界主要工业国家各种能源发电量所占比例（%）

	火电		水电	核电	其它	备注
	煤电	其它火电				
美国	65.80	6.70	6.86	20.13	0.52	依据OECD报告2000年数据； “火电”包括煤（含泥煤、煤气）、油、天然气、固态生物、工业垃圾、城市垃圾及沼气； “其它”包括风能、太阳能、地热、潮汐、海浪、洋流、燃料电池等。
日本	22.06	39.46	9.15	29.04	0.30	
德国	52.39	11.54	4.34	30.09	1.64	
英国	32.77	41.73	2.14	23.12	0.24	
法国	5.63	4.03	13.37	76.84	0.12	
意大利	11.02	68.40	18.46	0	2.12	
加拿大	19.08	7.46	60.97	12.45	0.04	
中国	82.6		15.0	2.29	0.11	2004年数据

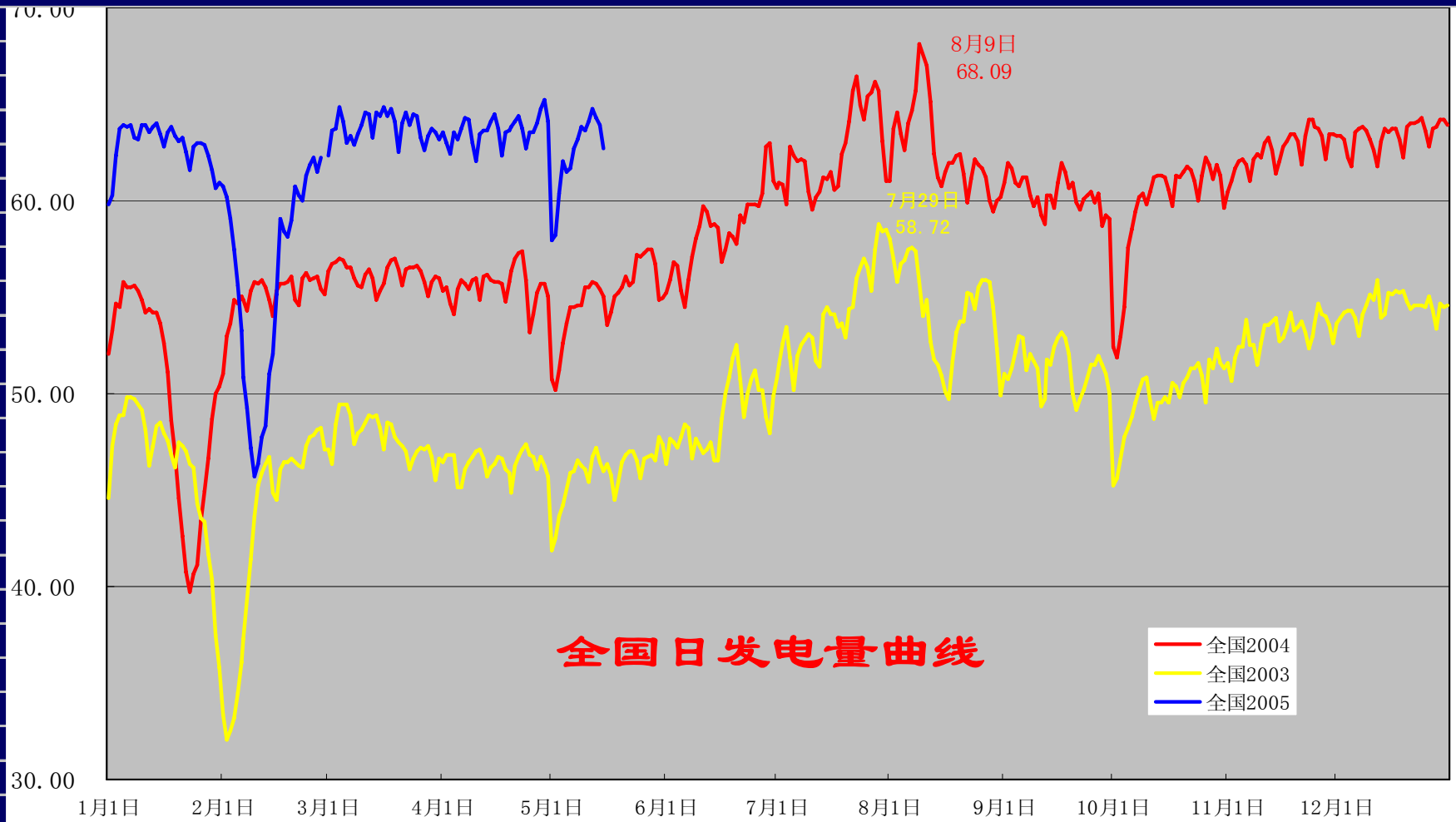
1980年以来中国与世界的装机增长速度比较



1980年以来我国与与其他国家和地区年均装机增长速度比较



全国日发电量曲线


70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
8月9日
68.09
7月29日
58.72
全国日发电量曲线
全国2004
全国2003
全国2005
1月1日
2月1日
3月1日
4月1日
5月1日
6月1日
7月1日
8月1日
9月1日
10月1日
11月1日
12月1日

我国电力工业的发展状况
—电网发展

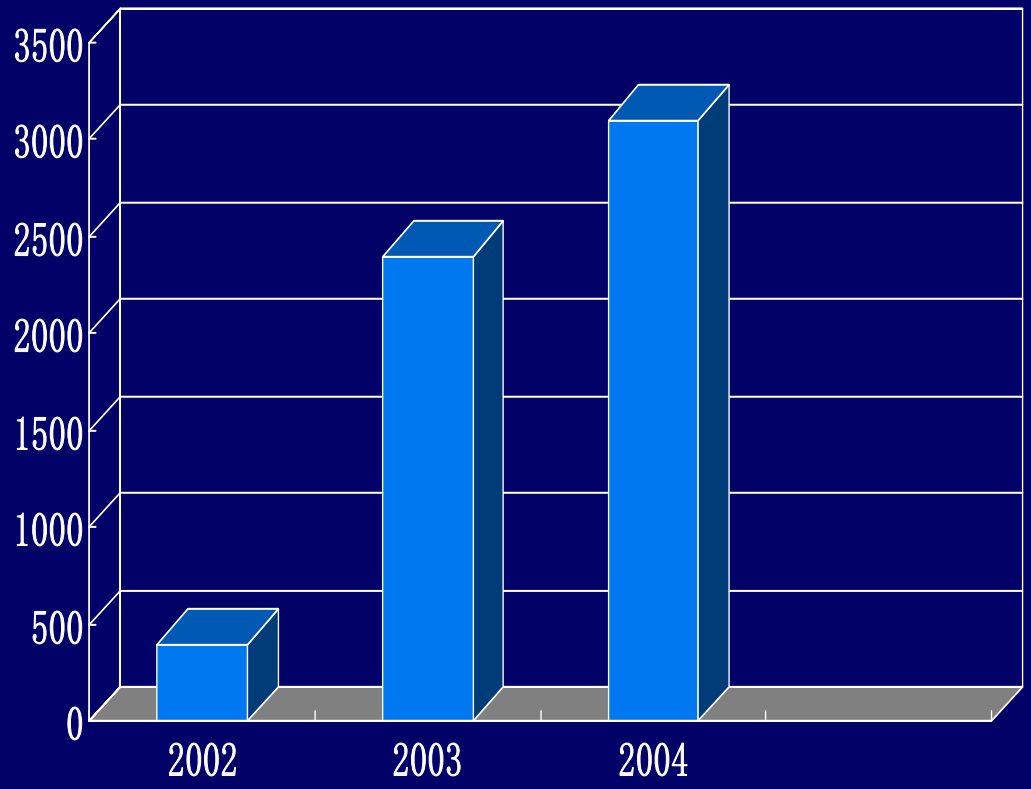
- 2004年底全国220千伏及以上的输电线路有了223万公里，变电设备容量有69676万千伏安，500千伏的线路有56000公里，变电容量21082万千伏安，和2000年相比220千伏以上的输电线路增加了5.9万公里，增长36％，变电容量增加28187万千伏安，增长67.9％，增长率也是很高的。其中500千伏线路增加了2.9万公里，增长了107％。变电增加11635万千伏安，增长了123％。

我国电力工业的发展状况
—人均水平比较

- 2003年我国人均装机容量0.303千瓦，人均净用电量1205.5千瓦时；只有2000年世界平均水平的58%、经济合作与发展组织国家的17%，相当于世界主要工业国家20世纪50～70年代水平。
- 台湾地区2004年底人均装机1.5千瓦，人均用电量9131千瓦时；
- 美国2000年底发电量13080；用电量12843。
- 电力占终端能源消费的比重很低，比2000年世界平均的18.0%，还要低6个百分点。

我国电力工业的发展状况

—2004年全国缺电情况



2004年全国已有24个省市电网先后出现了不同程度的拉限电，全国缺电在3500万千瓦。其中浙江、江苏和福建最为严重。

我国电力工业的发展状况
—电力需求预测

- 2000-2004年，全国GDP分别增长8.0%、7.5%、8.0%、9.1%、9.5%，同期电力增长分别达到10.1%、8.4%、11.5%、15.3%、14.9%。
- 2010年发电装机容量预计到6.7亿左右；
- 2020年发电装机容量预计10亿千瓦左右，其中：常规的水电按最大能力开发可能达到2.6千瓦亿，抽水蓄能为2000万千瓦，核电为4000万千瓦，气电为6000万千瓦、新能源发电为2000万千瓦；燃煤约6亿千瓦左右。

2、火电厂氮氧化物排放控制现状问题及对策

(一) 法规、标准、政策
(二) 排放情况（分析值）
(三) 脱硝主要工艺
(四) 效益分析
(五) 脱氮副产品
(六) 氮氧化物控制技术的产业化
(七) 发展目标与方向建议

(一）法规、标准、政策

（1）法规

《华人民共和国大气污染防治法》第三章第30条规定:“企业应当对燃料燃烧过程中产生的氮氧化物采取控制措施。”

（2）标准

- 环境质量标准
  - 国外的情况
  - 我国的基本情况
- 污染物排放标准
  - 国外的情况
  - 我国的情况

不同国家NO_X环境标准(mg/m^3)

		小时均值	日均值	年均值
欧共体			0.35	0.05
加拿大				0.06
美国				0.10
前苏联			0.85	
前西德		0.30		
世界健康组织		0.40	0.15	
澳大利亚		0.32		
中国 NOX (NO2)	一级标准	0.15(0.12)	0.10(0.08)	0.05(0.04)
	二级标准	0.15(0.12)	0.10(0.08)	0.05(0.04)
	三级标准	0.30(0.24)	0.15(0.24)	0.10(0.08)

污染物排放标准

国外的情况

- 由于不同国家对燃煤锅炉大气污染物排放标准的表示方法有所不同（如mg/Nm^3、g/GJ等），但为了对各国标准有一粗略了解，对其单位进行换算，假定：
- 100mg/Nm^3 = 35g/GJ(燃料输入的热量)
- 100mg/Nm^3=82.51b/10^{9}Btu

IEA国家新建大型燃煤锅炉的强制排放标准一览表

(IEA-经济合作与发展组织下属的部分国家组成的国际能源机构)

	NO_x排放标准		
	mg/Nm^3	g/GJ	$lb/10^9Btu$
澳大利亚	500	175	410
奥地利(硬煤)	200	70	165
比利时	200	70	165
加拿大	740	258	600
丹麦	200	70	165
芬兰	145	50	120
德国	200	70	165
爱尔兰	650	230	530
日本	411	145	335
卢森堡	450	160	365
荷兰	200	70	165
葡萄牙	1500—800	525—280	1230—656
西班牙	650	230	530
瑞典	145	50	116
土耳其	600	210	495
英国	650	230	530
美国	570—470	200—260	465—605

欧盟2001/80/EC NOX排放限值　表A：
（以NO_2计算,固体燃料O_2含量6%;液体和气体燃料为3%）
应用于新建或现有机组)

燃料类型	限值（1）（mg/Nm^3）
固态（2），（3）： 50～500MWth: >500MWth: 从2016年7月1日起 50～500MWth: >500MWth:	 600 500 600 200
液态： 50～500MWth: >500MWth:	 450 400
气态： 50～500MWth: >500MWth:	 300 200

上表注：

- （1）：偏远地区除外，其执行以下标准：
- 固态（一般）：650
- 固态（挥发分＜10％）：1300
- 液态：450
- 气态：350
- （2）：到2015年12月31日止如果电厂热输入大于500MW，而且自2008年每年运行不超过2000小时，应：
- 其氮氧化物排放量（以NO2计算）限为600 mg/Nm3；
- 国有电厂的限值为600 mg/Nm3；
- 此类电厂到2016年1月1日止，如果运行时间每年不超过1500小时，则氮氧化物排放量（以NO2计算）限为450 mg/Nm3
- （3）：如果机组在2001年1月1日投产，在2018年1月1日还在运行，而且其固体燃料的挥发分＜10％的话，其排放限值为1200 mg/Nm3。

B：新建电厂NO_x排放限值（mg/Nm^3）
固体燃料（O_2含量6%）

燃料类型	50～100 MWth	100～300 MWth	＞300 MWth
生物质	400	300	200
普通	400	200（1）	200
（1）偏远地区除外，其值300mg/Nm^3			

液体燃料（O_2含量3%）

燃料类型	50～100 MWth	100～300 MWth	＞300 MWth
生物质	400	300	200
普通	400	200（1）	200
（1）偏远地区除外，其值300 mg/Nm^3			

位于希腊克利特岛和希胡德岛上的两座热输入功率大于250 MWth的电厂在2007年12月31日前授权，其排放限值为400 mg/Nm^3 气体燃料（O_2含量3%）

燃气轮机
NOX排放限值以mg/Nm3（O2含量15%）应用于一套机组单元（70%负荷）

	＞50 MWth（热输入为ISO条件）
天然气（note1）	50（note2）
液体燃料（note3）	120
气体燃料（除天然气）	120

上表注：

- 然气轮机年运行时间不超过500小时除外，电厂管理人员需向上级部门每年提交机组运行时间报告。
- note1：天然气主要成分为甲烷，惰性成分和杂质不超过20%
- note2：如出现以下情况则排放限值为75 mg/Nm3：
- ——热电联产，总功率大于75%
- ——资源循环利用，总功率大于55%
- ——机械制动
- 对于单一循环的然气轮机，效率大于35％，则排放限值为50※/35,※为然气轮机的效率。
- note3 ：只应用于燃气轮机的点火和中间蒸馏物阶段。

污染物排放标准

我国的情况

我国燃煤电厂在标准限制方面起步相对较晚，于1997年1月《燃煤电厂大气污染物排放标准》（GB13223-1996）2003年12月23日新发布的《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2003）以1997年1月1日、2004年1月1日为界限按时间将火电项目划为三个时段，针对不同煤种提出不同要求，现有电厂2005年1月1日起执行。

相比之下，中国标准对燃用无烟煤机组给与了充分考虑，贫煤、烟煤机组标准接近世界主要工业国家标准。

我国燃煤电厂NOx排放标准

（火力发电燃煤机组）

时段	第1 时段	第2时段	第3 时段
实施时间	2005 年 1 月1 日	2005 年 1 月1 日	2004 年 1 月1 日
Vdaf＜10%	1500	1300	1100
10%≤Vdaf ≤20%	1100	650	650
Vdaf ＞20%			450

与国外发达国家相比较，我们不难发现我国的标准与英国相当,但有些新建50MW大机组低于最严的标准，而且对于我国而言，由于新老厂的情况不同，从而出现了一个根据实际情况,阶梯顺次，有所过渡的局面，进而逐步改善我国氮氧化物污染严重的问题。

V_{daf}:干燥无灰基挥发分。以假想无水、无灰状态的煤为基准，将煤样在规定条件下隔热空气加热，并进行水分和灰分校正后的质量损失。

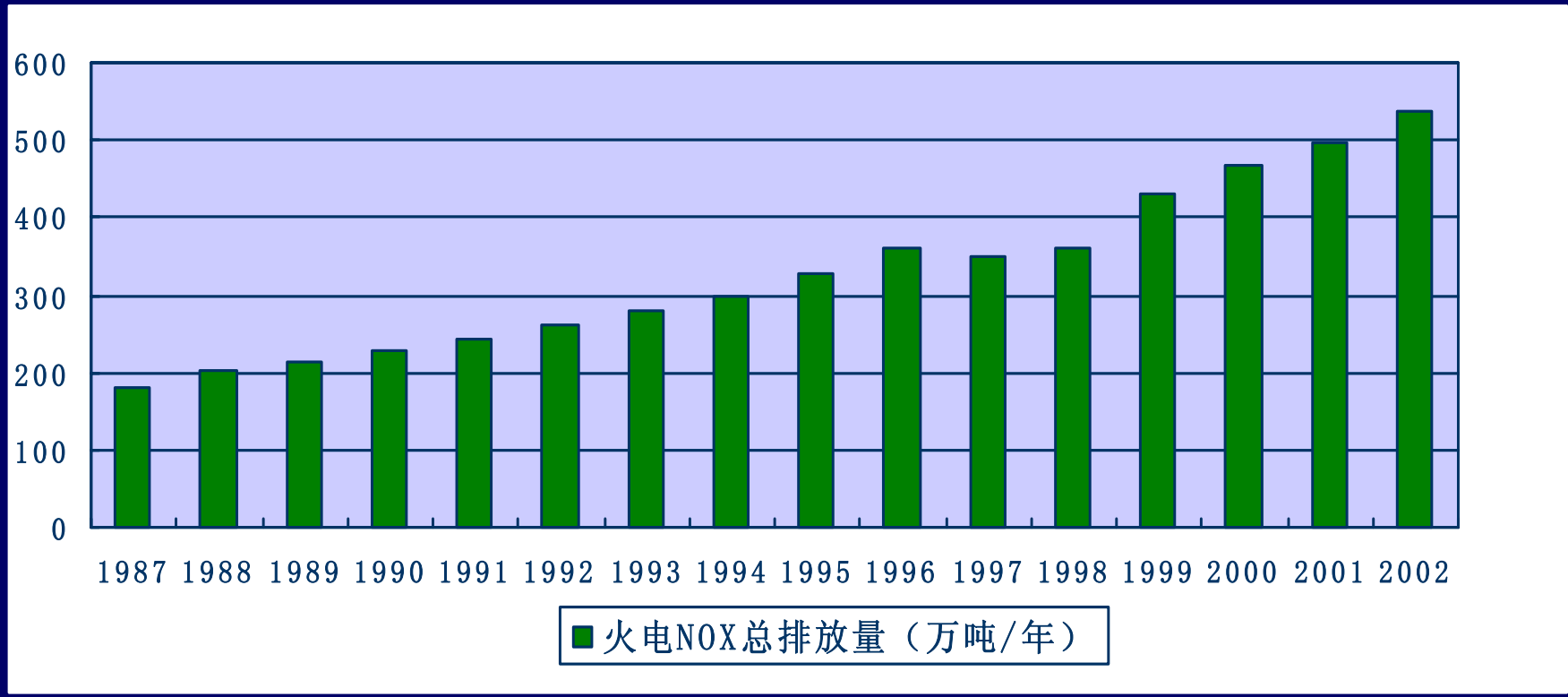
（3）收费政策

- 每排放1Kg收费0.63元（从2004年7月1日后开始）

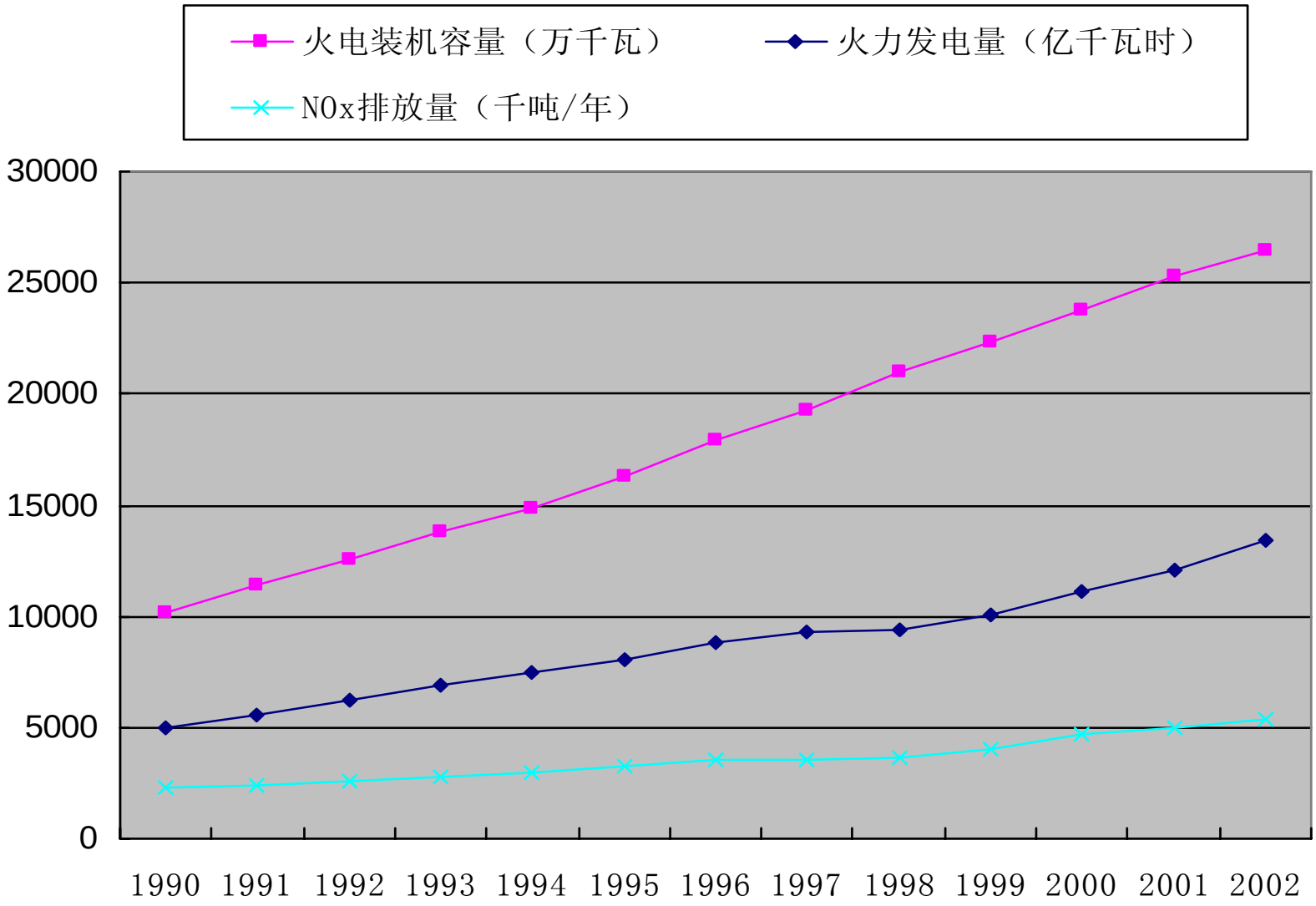
(二) NO_X排放情况（专家分析值，非官方数据）

中国火电厂NOx排放情况专家分析值

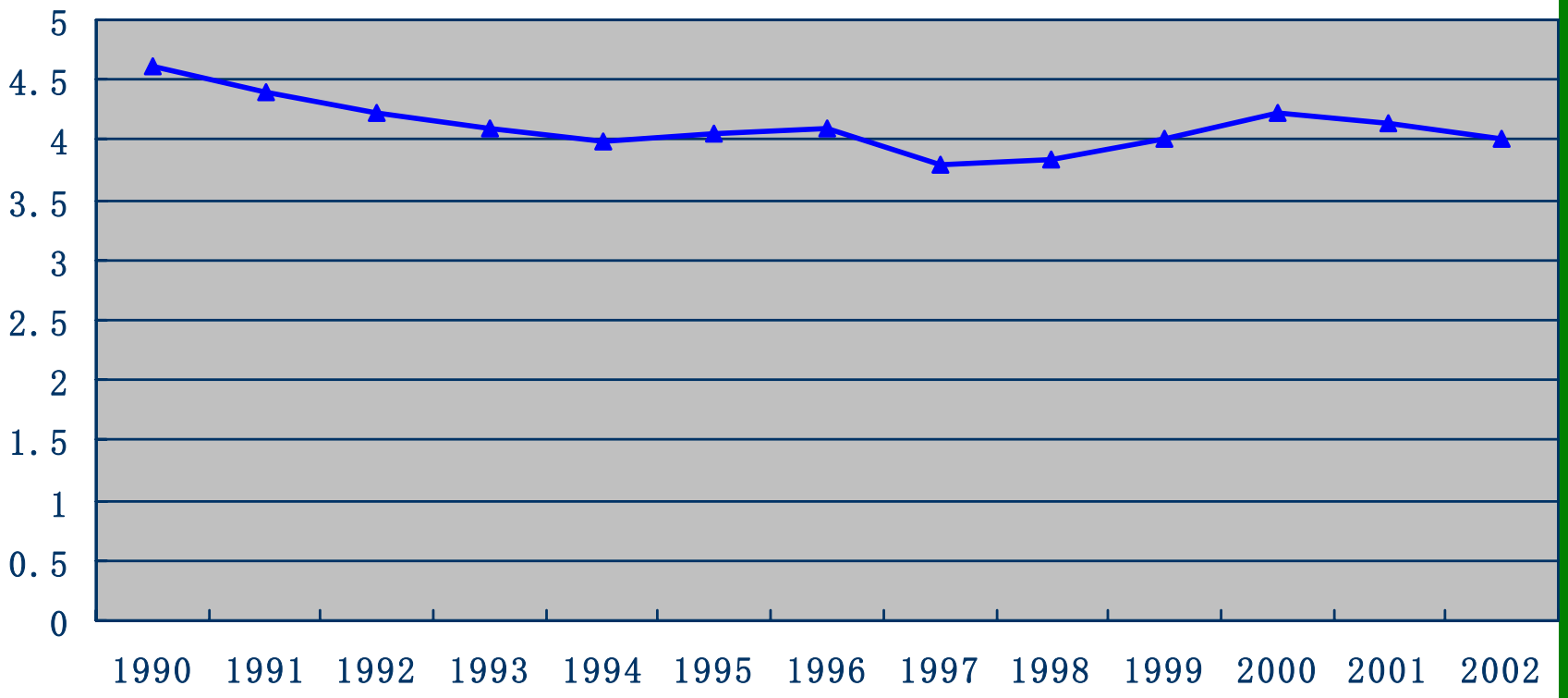
单位：万吨/年



装机容量、发电量与大气污染物排放情况



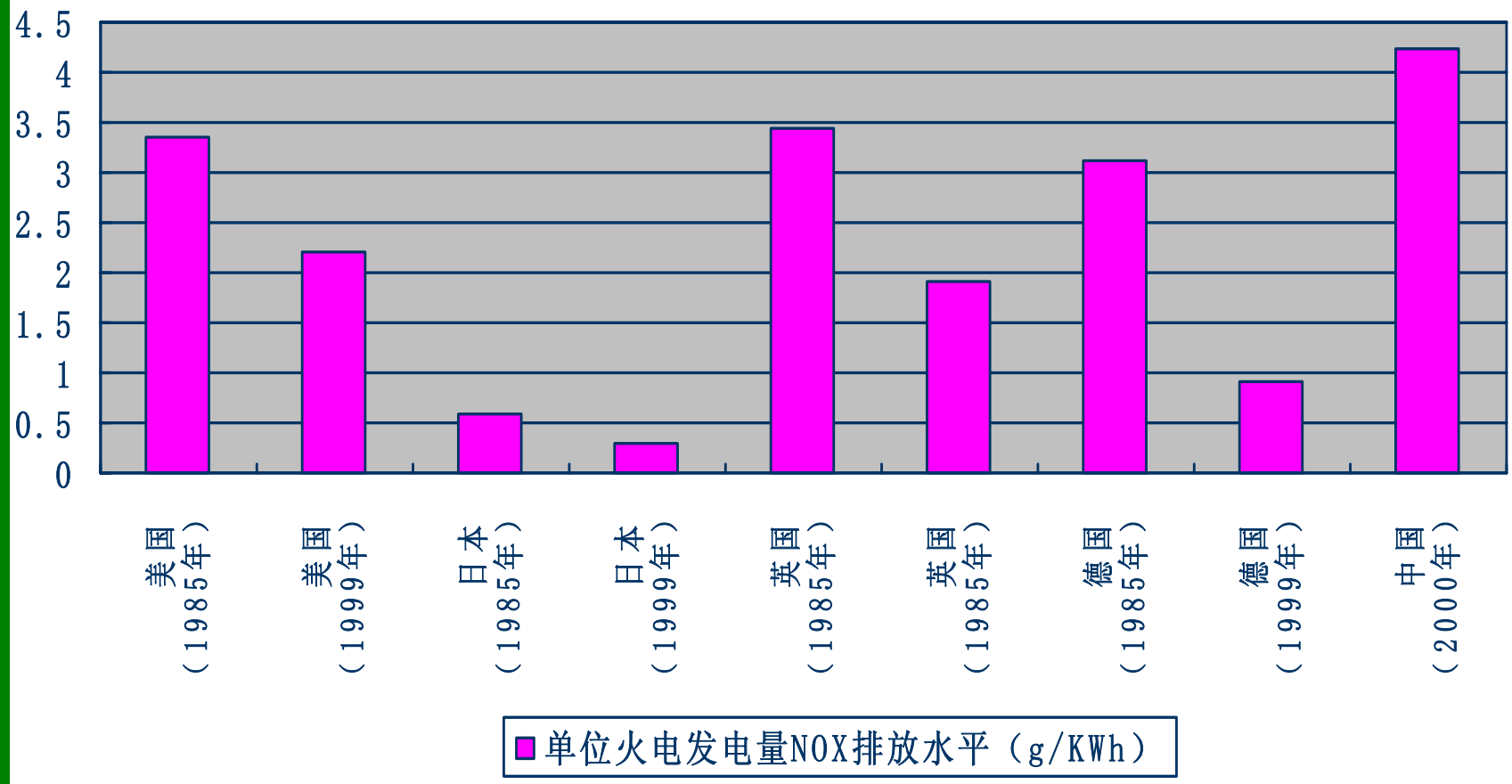
单位火电发电量的污染物的排放量水平



- 相对于我国火电的总装机容量和总发电量而言，NOx排放量的增加速率明显小于我国总发电量、总装机容量增长率，火电的单位发电量的NOx排放水平总体呈逐步下降趋势。根据1990－2002年火电机组NOx排放分析，同期火电机组发电量增加2.71倍， NOx排放增加2.35倍，绩效指标降低13.5%。（1990年为4.62g/kWh，2002年为4.00g/kWh）。
- 根据2002年火电机组排放情况分析，燃烧低挥发分煤（贫煤、无烟煤）平均绩效指标比燃烧烟煤（低挥发分烟煤、高挥发分烟煤两类）高16％。

- 但是值得注意的是，同世界主要工业国家比较，我国的火电NOx排放水平仍然很高。2002年，我国的单位火电NOx的排放水平仍然高于美国、日本、德国等发达国家1985年的单位排放量水平，更远远高于发达国家的1999年的单位排放量水平。

部分国家单位火电发电量的NOx排放状况比较



(三) 氮氧化物控制的主要工艺

氮氧化物：主要是NO和NO_2，在燃烧方式中NO占90%以上。

(氧化亚氮N_2O很少，但是温室气体和破坏臭氧层物质)

氮氧化物生成机理：NO(部位：反应区后的火焰)；影响因素：热力(氧分解后的氧原子浓度、停留反映时间、温度>1300℃)、瞬态(燃烧反应过程中氧原子浓度、过剩空气)、燃料(氧的浓度、反应时间)

NO2(部位：火焰、 烟道、烟囱、大气；影响因素：温度小于650℃,、反应时间、氧浓度、光照等)

热力----燃烧空气中的气体氮氧化而成。

1、通过改变燃烧方式

2、烟气净化技术

1、通过改变燃烧方式

第一代低NO_x燃烧技术措施

- 低过剩空气系数运行
- 降低空气预热温度
- 浓淡燃烧器燃烧
- 炉膛内烟气再循环
- 部分燃烧器退出运行

低过剩空气系数运行

- 此法可以降低NO_X生产量的优化燃烧装置燃烧的一种简单措施.它容易实现,不需要对燃烧装置进行结构改造,并可提高装置的运行经济性.
- 低过剩空气系数运行抑制NO_X生成量的幅度与燃料成分,燃烧和排渣方式有关.
- 电站锅炉运行时的过剩空气系数是不能进行大幅度调整的.
- 主要的限制来自于因还原气氛而造成的受热面粘污结渣和腐蚀以及因飞灰可燃物增加而造成的经济性降低.
- 对于燃气,燃油锅炉,其主要限制在CO浓度的超标.

降低空气预热温度

- 降低燃烧空气预热温度可以降低一次火焰区得温度峰值,从而减少热力型NO_X的排放.
- 这一措施不适用现役的电站燃用固体和液体燃料的锅炉
- 对于燃气锅炉,它则具有降低NO_X排放的明显效果.

浓淡燃烧器燃烧

- 浓淡燃烧是基于过剩空气系数对NO_X的变化关系,使部分燃料在空气不足下燃烧,即燃料过浓燃烧,而另一部分在空气过剩下燃烧,即燃料过淡燃烧.
- 无论是过浓燃烧或是过淡燃烧时a都不等于1,前者a<1,后者a>>1,故又称为非化学当量燃烧或偏差燃烧.

炉膛内烟气再循环

- 将再循环的烟气掺入供燃烧用的空气中,对诸如液态排渣炉,尤其是燃气和燃油锅炉等高温燃烧设备,是一项有成效的降低NO_X的方法 。

部分燃烧器退出运行

- 这一措施适用于燃烧器分层布置的电站锅炉,既在运行时,使上层的一排或几排燃烧器退出运行,只送风,将需供入的燃料由下层的燃烧器送入炉膛,这样,下部的燃烧器在富燃料条件下运行,从而实现了分级燃烧.
- 这种措施可方便的用于燃油或是燃气锅炉,因为锅炉的燃料输入可以保持不变,而且不必对燃料输送系统进行重大的改造.

第二代的低氮燃烧措施

- 上部燃烬风(OFA)
- 空气分级低氮燃烧器(LNB)
- 带烟气再循环的空气分级燃烧器

上部燃烬风(OFA)

- 这种措施是在现有燃烧器的上部增设风口,将一部分燃烧空气通过这些独立的风口送入炉膛.
- 燃烧器可以在低空气过剩系数下运行以抑制NO_X的生成,而上部燃烬风则可保证燃料的完全燃烬.

空气分级低氮燃烧器(LNB)

- 这种燃烧器的特点在于燃烧器出口实现分级送风与燃料的合理配比.
- 其难点在于要准确的控制燃烧器附近区域的燃料与空气的混合和空气量以阻止燃料氮向NO_X的转化和生成热力型NO_X.同时有仍然保持较高的燃烧率.
- 这一难点是通过控制器喉部燃料和空气的动量及流动方向来实现的.

带烟气再循环的空气分级燃烧器

- 最新一代的气/油混合式低氮燃烧器均采用烟气再循环.即从炉膛出口抽取烟气送入燃烧器.
- 这种燃烧器二次风喷口与一次风喷嘴间距较大,一方面因推迟二次风混入一次火焰区而增加了燃烧产物在还原气氛内的停留时间,同时也为从炉膛抽取的烟气留出了空间.
- 介于两层风之间的烟气起到的隔离层的作用,之后又与空气混合,起到降低火焰O_2浓度的作用.
- 如果再加上烟气外循环(从炉后抽取烟气并通过独立风机送入燃烧器),则可进一步降低NO_X的排放.

第三代低氮燃烧措施

- 空气/燃料分级低氮燃烧器
- 三级燃烧

空气/燃料分级低氮燃烧器

- 这种燃烧器的特点是通过第二级补充加入部分燃料来还原已经生成的NO_X.
- 首先与空气分级NO_X燃烧器一样形成一次火焰,二次风的旋流作用和接近理论空气量燃烧可以保证火焰稳定性.
- 剩余的燃料在一次火焰的下游一定距离上混入形成二次火焰,并形成超低氧条件.在由此造成的还原的气氛下,已经生成的NO_X在NH_3,HCN和CO等原子团的作用下被还原为N_2.分级风在第三阶段的送入完成燃烬过程.

三级燃烧

- 三级燃烧又称为再燃烧/炉内NO_X还原,其特点是在炉膛内同时实施燃料分级和空气分级的低氮燃烧措施.
- 此项技术的内容包括还原燃料(又称二次燃料)从主燃烧区上部加入炉膛,从而形成二次欠氧燃烧区.来自于还原燃料的碳氢原子团可以还原在一次区域生成的NO_X.在二次区域的下游加入燃烬空气,完成燃烧的全过程.
- 三级燃烧技术方法简单,容易操作可降低NO_X排放约80% 。

注：事实上一般采用两种措施结合的方式,有些情况甚至是三种措施同时运用。低氮燃烧措施主要受影响锅炉安全运行的参数与燃料有关的参数的限制.

主要的低氮燃烧技术经济评价

NO_X的控制措施	NO_X减少(%)	改造投资费用(美元/KW)
改进燃烧措施		
1.运行措施		
低氧燃烧	0—15	0.4
浓淡偏差燃烧	10	
燃烧器停粉投风	20—30	0.6
2.设备改造		
顶部燃烬风口(OFA)	15—30	2
低氮燃烧器(LNB)	40—50	3—5
LNB和先进的OFA	75	6—20
LNB和再燃烧法	75	8—60

- 采用改进燃烧技术降低NO_X排放是最为经济的方法。其中，采用运行措施,如低氧运行和浓淡偏差燃烧技术，花费的费用最少，而且能较少的影响锅炉运行的经济性，但是其降低NO_X排放的幅度有限。
- 低氮燃烧器和炉膛内的空气分级(OFA)燃烧技术可以较大幅度的降低NO_X排放量，但因其需对现役机组进行较低的改造，因此,其费用高于运行技术措施。
- 采用低氮燃烧器，空气分级和烟气再循环等相结合的综合技术措施能大幅度降低NO_X的排放，但因其工艺复杂，改造工作量大，因而其所需的费用最高。
- 若要最大限度的降低NO_X排放量，则需采用烟气净化技术---脱硝装置，但其投资与运行费用要比改造燃烧器高的多的多。

2、烟气净化技术

- 选择催化还原法(SCR)
- 选择非催化还原法(SNCR)
- SNCR /SCR组合技术
- 活性炭法(AC)
- SNOX/DESONOX法
- 其他相关措施

选择催化还原法(SCR)

- 氨法SCR
- 尿素法SCR

氨法SCR

- 在选择催化还原工艺中,NO_X与NH_3在催化剂直接布置在锅炉之后，即通常所说的高灰份烟气段布置。此法在NH_3/NO_X为0.9时，氮氧化物的脱除率可达90%。
- 烟气中氮的氧化物主要成分是一氧化氮(NO)，发生的主要化学反应为：$4NO + 4NH_3 + O_2 \rightarrow 4N_2 + 6H_2O$
- 在不添加催化剂的情况下，较理想的NO_X还原温度为800-900℃。但是这一温度窗口很狭窄.当温度在1050-1200℃时，氨会氧化成NO，而且NO_X的还原速度很快会降下来，当温度低于800℃时,反应速度会很慢，此时需要添加催化剂。根据所选用的催化剂的种类，反应温度可以选择在250-420℃之间，甚至可以低到80-150℃。

尿素法SCR

- 系利用一种设备将尿素转化为氨之后输送至SCR触媒反应器
- 它转换的方法为将尿素注入一分解室中，此分解室提供尿素分解所需之混合时间，驻留时间及温度，由此室分解出来之氨基产物即成为SCR的还原剂通过触媒实施化学反应后生成氨及水。
- 尿素分解室中分解成氨的方法有热解法和水解法
- 主要化学反应方程式为：

$$NH_2CONH_2 + H_2O \rightarrow 2NH_3 + CO_2$$

SCR工艺的催化剂

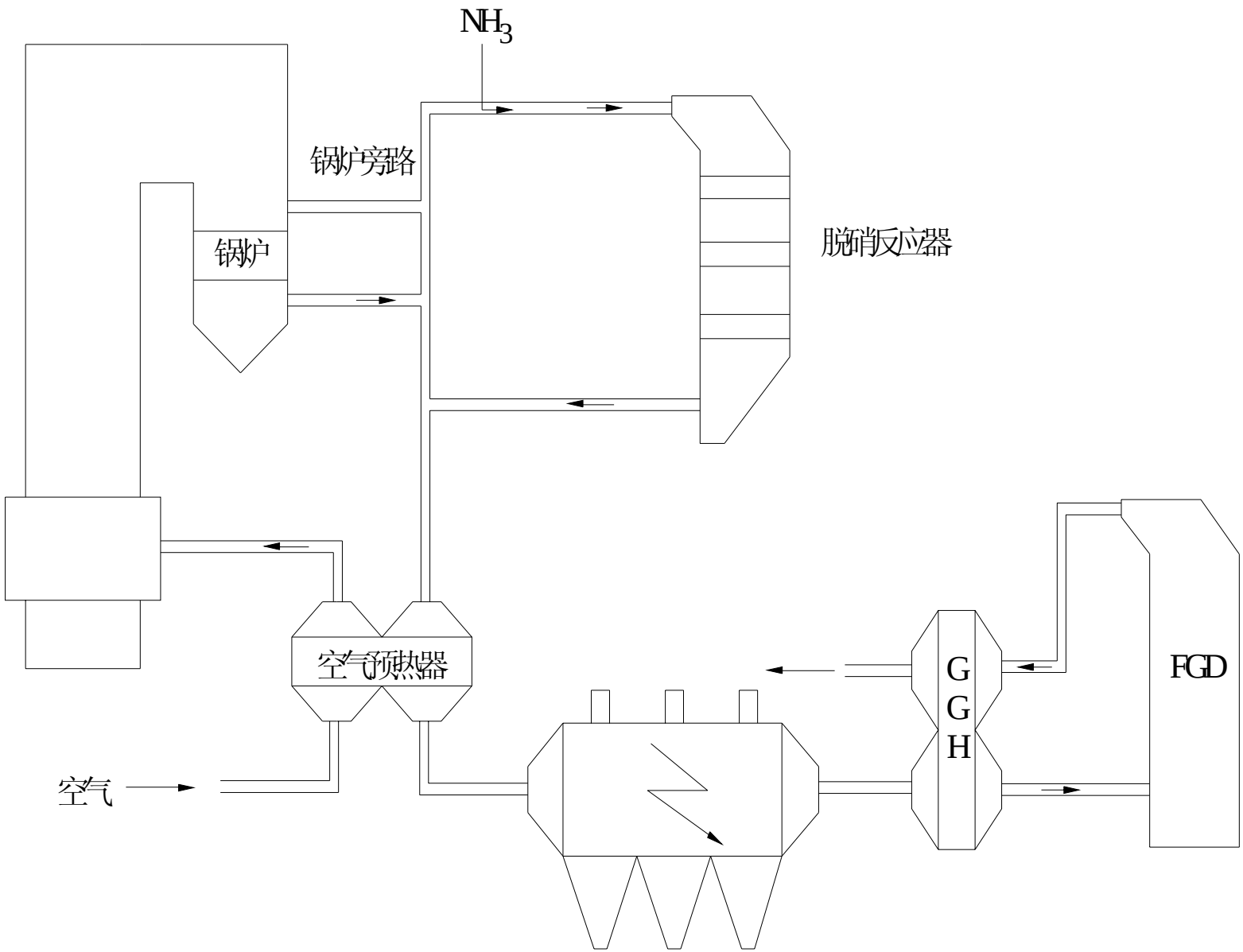
- 催化剂材料一般以TiO_2为载体，并掺入V_2O_5和WO_3等活性成分。其活性温度在280℃～400℃不等。
- 催化剂的结构可分为蜂窝式和板式两种，蜂窝式催化剂具有模块化、比表面积大、全部由活性材料构成等特点，而板式催化剂不易积灰，对高尘环境适应性强、压降小、比表面积小。

SCR系统布置

- SCR高尘端烟气布置
- SCR低尘端烟气布置

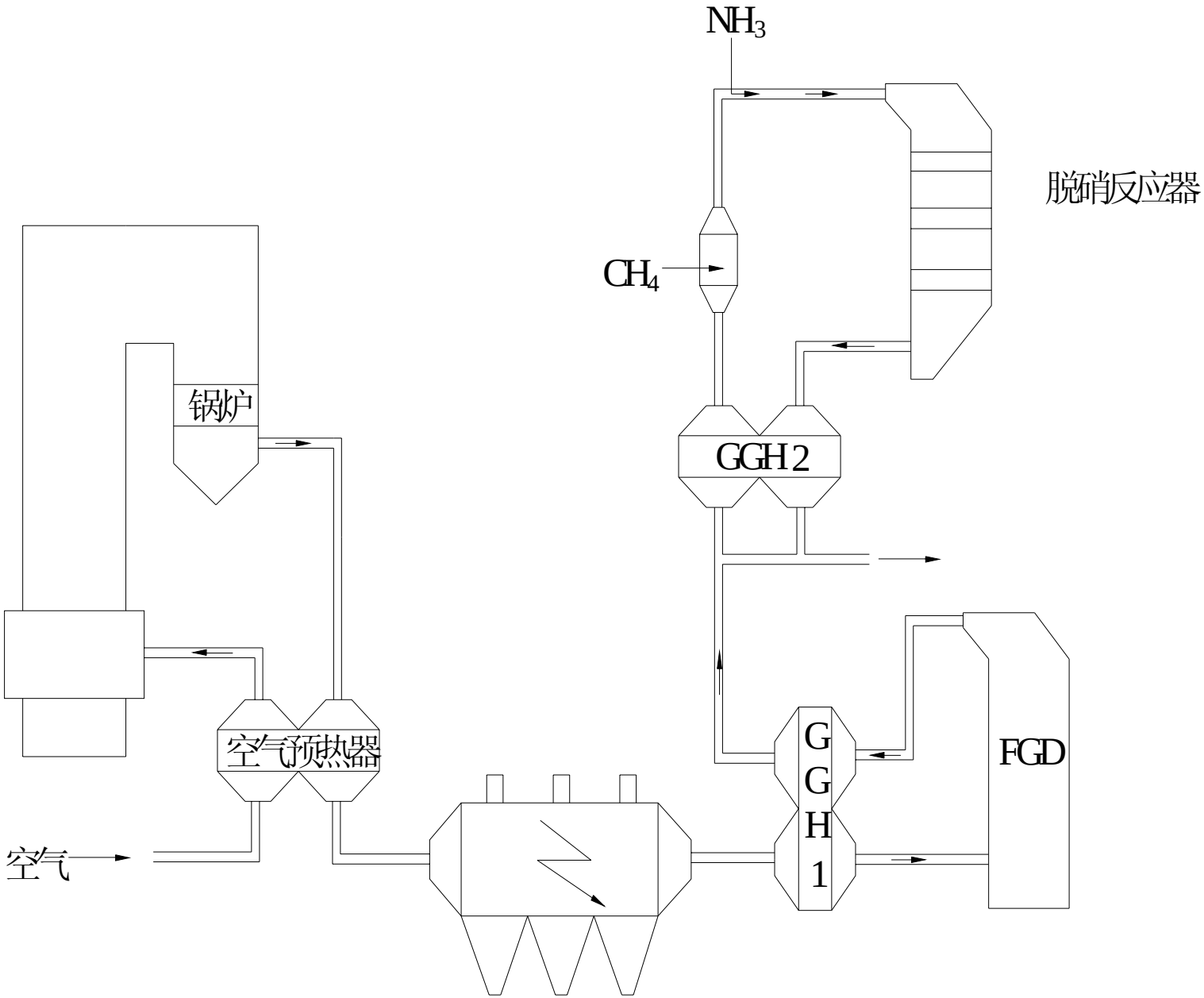
SCR高尘端烟气布置

- 采用高尘端工艺时，SCR反应器布置在省煤器和空气预热器之间。
- 优点是烟气温度高，满足了催化剂活性要求。
- 缺点是烟气中飞灰含量高，对催化剂的防磨损和防堵塞的性能要求高。


NH3
锅炉旁路
锅炉
脱硝反应器
空气预热器
GGH
FGD
空气

SCR低尘端烟气布置

- 采用高尘端工艺时，SCR反应器布置在烟气脱硫系统之后，烟囱之前。
- 优点是烟气中飞灰大量减少，不易堵塞和磨损催化剂表面。
- 缺点是为满足催化剂的活性要求，需要安装加热器和烟气换热器，系统复杂，投资高。


NH_3
脱硝反应器
CH_4
锅炉
GGH2
空气预热器
空气
GGH1
FGD

国外脱硝还原剂选择

- 在无水氨、氨水和尿素水溶液中进行还原剂选择，在国际上，一般从安全角度考虑。这是因为从管路、储存罐、槽车罐的交通事故中泄漏出的氨气要比原本尿素水溶液的危险性大的多。尽管从历史上看，国外的防范无水液氨的事故技术越来越细，但由于安全防范措施越来越多，相应的花费也越来越大，因此氨水和尿素正越来越多的作为还原剂使用，特别是近10年来，采用尿素作为还原剂的SCR的比例迅速上升。

世界SCR还原剂使用现状

70年代～	无水氨	日本、韩国、台湾（**90**％无水氨，**10**％氨水，尿素**)**
80年代～	氨水	欧洲（**20%**无水氨，**50**％氨水，**30**％尿素）
90年代～	尿素	美国（近年来，新建**SCR**装置均使用尿素作为还原剂）

- 注：在SCR工艺中，氧对选择性工艺是必不可少的,而且在氧化过程中不排除发生副反应和产物.燃料中含有硫份,在燃料的燃烧过程中,可发现SO_3的产生量有限.在添加催化剂后,在有氧条件下,SO_3的生成量额外增加.三氧化硫和过量的氨生成NH_4HSO_4,后者在180-240℃之间呈液态,当温度低于180℃呈固态.硫酸铵具有腐蚀性和粘性,可导致尾部烟道设备损坏.虽然三氧化硫的生成量有限,当其造成的影响不可低估 。
- 催化剂的中毒现象也是值得我们需要探讨的问题
- SCR工艺适合新建电厂

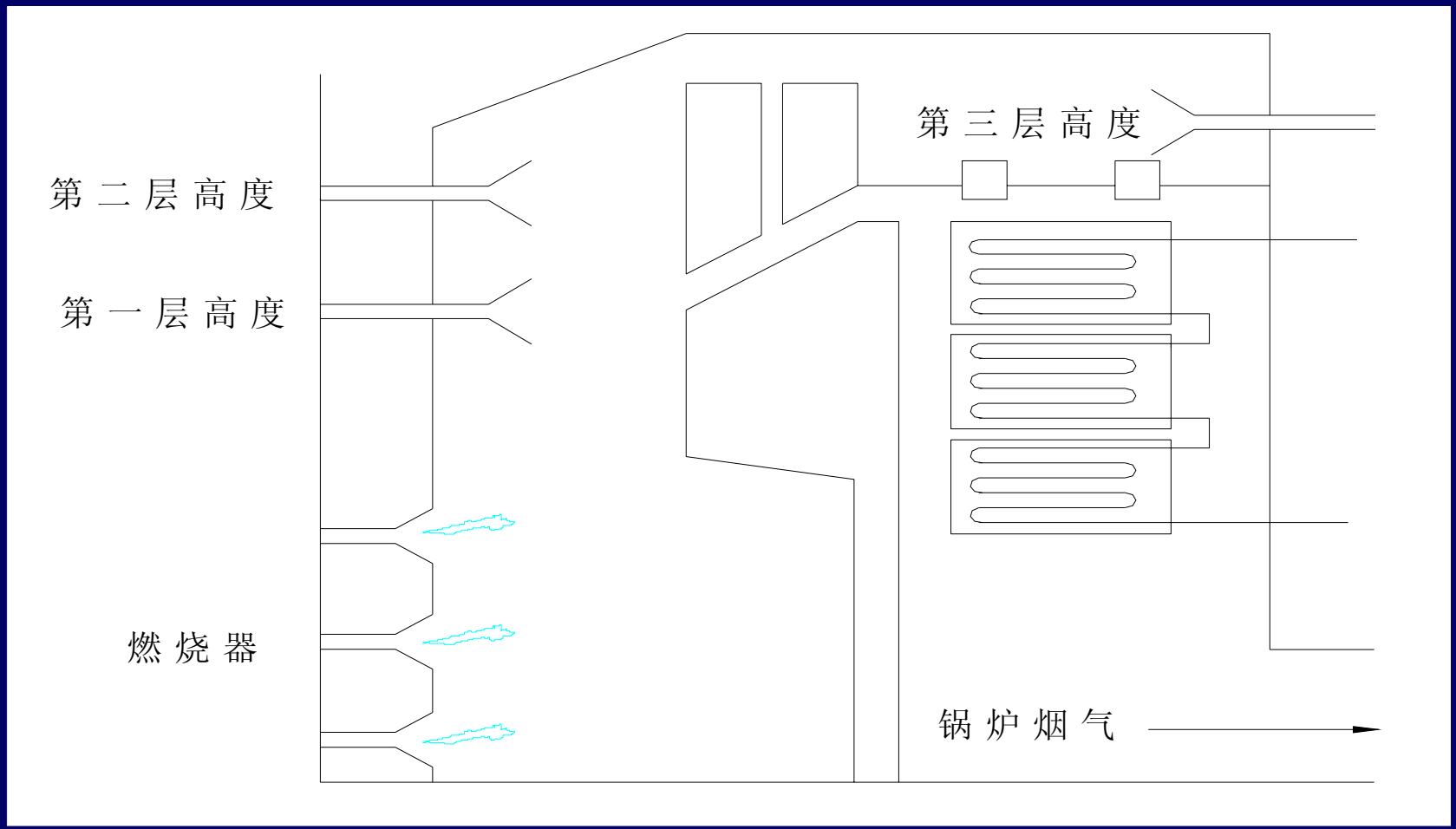
选择非催化还原法(SNCR)

- 此法是一种不使用催化剂,在850℃到1100℃温度范围内还原NO_X的方法，它与所使用的药品种类有关，最常用的为氨和尿素($CO(NH_3)_2$)。
- 喷药点必须位于燃烧室和省煤室间的过热器区域
- 当温度过高时氮被氧化，生成更多的氧化氮；当温度过低时转化率过低，可形成氨。

SNCR工艺的技术分类

- 美国Exxon公司的Thermal De NO_X工艺：过程中喷入氨（NH_3），反应温度为870-1200℃，用于燃油和燃煤电站锅炉可达40%-60%脱氮率。
- 美国燃烧技术公司（NFT）的NO_XOut技术：过程中需喷入尿素，反应温度为900-1000℃，尿素溶液可直接喷入锅炉炉膛，若同时喷石灰水还可进行脱硫，该技术目前在美国和欧洲已得到商业应用，脱氮率达35%-70%。
- Emcoter公司的二级De NO_X技术：过程中喷入尿素和甲醇，该系统的第一台反应装置安装于KVA Basel 城市垃圾焚烧炉上，获得65%-80%的脱氮率。

SNCR工艺流程图



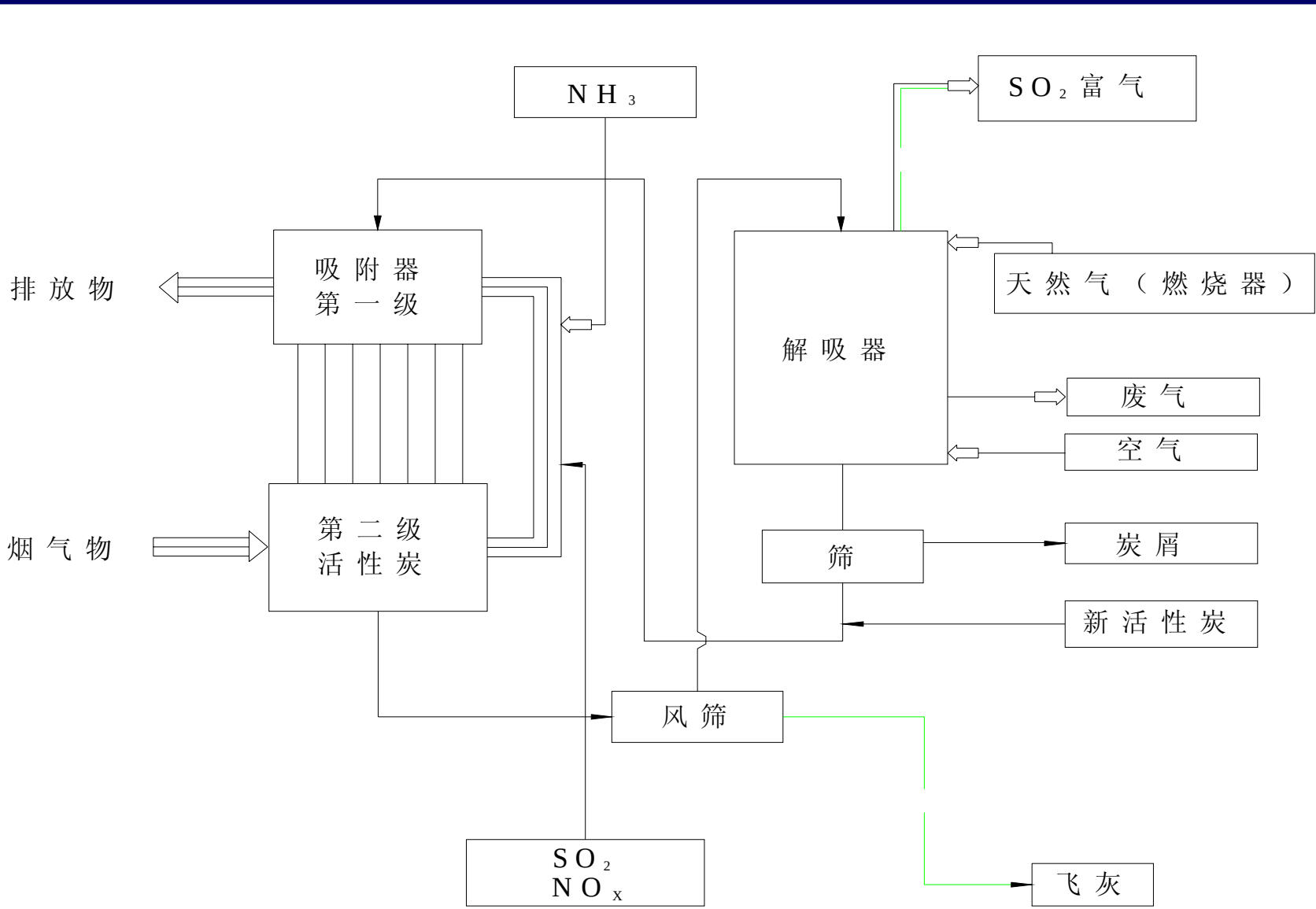
- 注：由于SNCR工艺布置相对简易，容易维护，目前更适合老厂改造，但技术要求高。

SNCR /SCR组合技术

- SNCR/SCR混合技术90年代后期研发成功并成熟的应用于大多数大型燃煤机组，该技术非常适合新建大型机组，同时也合适用于场地狭窄的老厂改造。其脱硝效率最高可达90%，是一种结合炉内脱硝SNCR法及炉后脱硝SCR法串连成一个系统，该系统的脱硝效率可得到上述两法的双重效果。
- 应用于SNCR法的化学还原剂被设计成炉内脱硝后之余氨再进入SCR的催化剂实施脱硝。安全的还原剂为尿素，可省去喷氨系统
- 此法可大量节省电厂脱硝运转费用，可提供给电厂最经济的脱硝方式。

活性炭法(AC)

- 利用活性炭特有的大比表面积,多空隙从而进行脱硫或是脱硝,烟气经除尘器后便在90~~150℃下进入炭床,热烟气需喷水冷却,
- 优点就是吸附容量大,吸附过程和催化过程的动力学过程快,可再生,机械稳定性高。
- 缺点是易形成热点和着火问题,而且设备的体积大.其简略流程图如下:

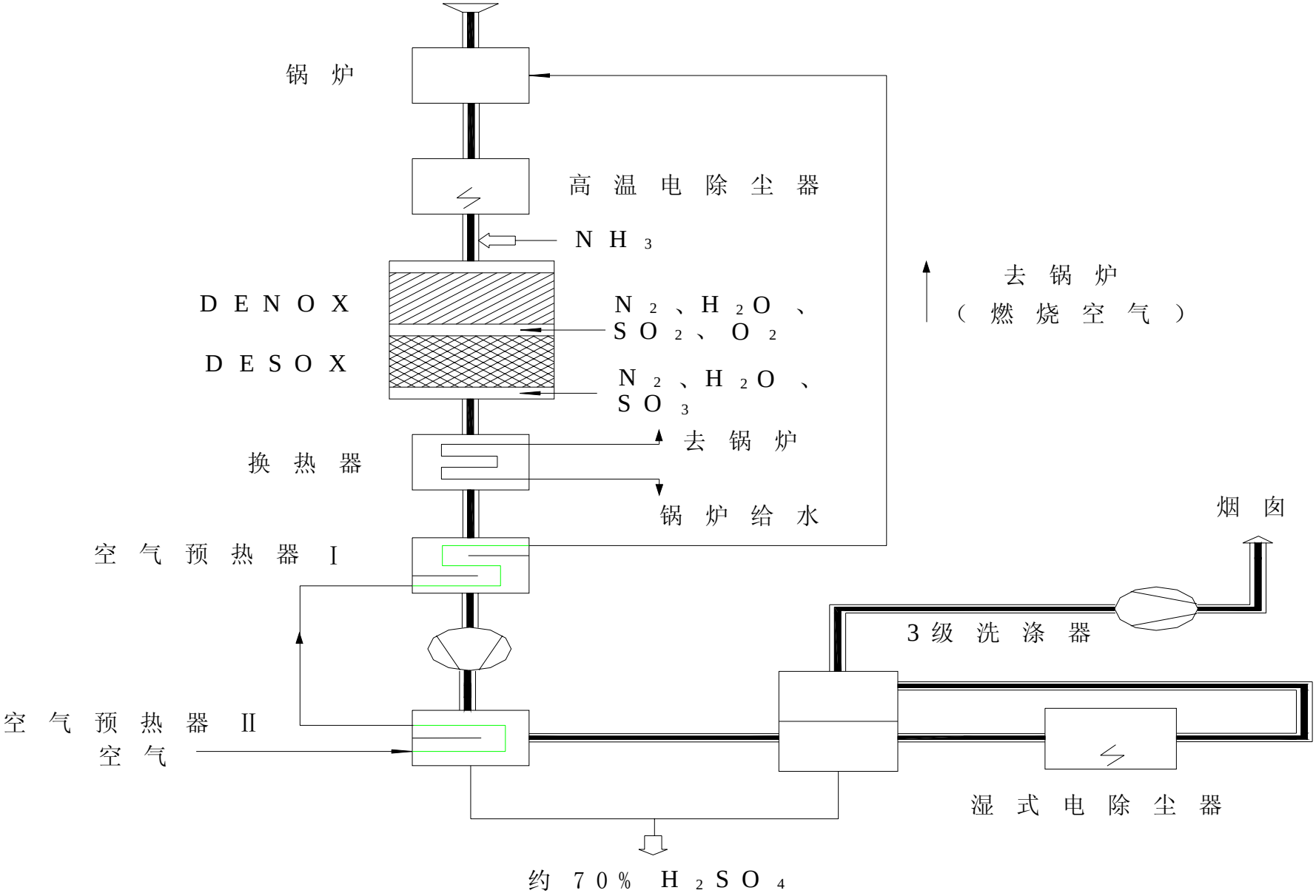

NH3
SO2 富 气
吸 附 器
第 一 级
排 放 物
天 然 气 （ 燃 烧 器 ）
解 吸 器
废 气
空 气
第 二 级
活 性 炭
烟 气 物
筛
炭 屑
新 活 性 炭
风 筛
SO2
NOX
飞 灰

SNOX/DESONOX法

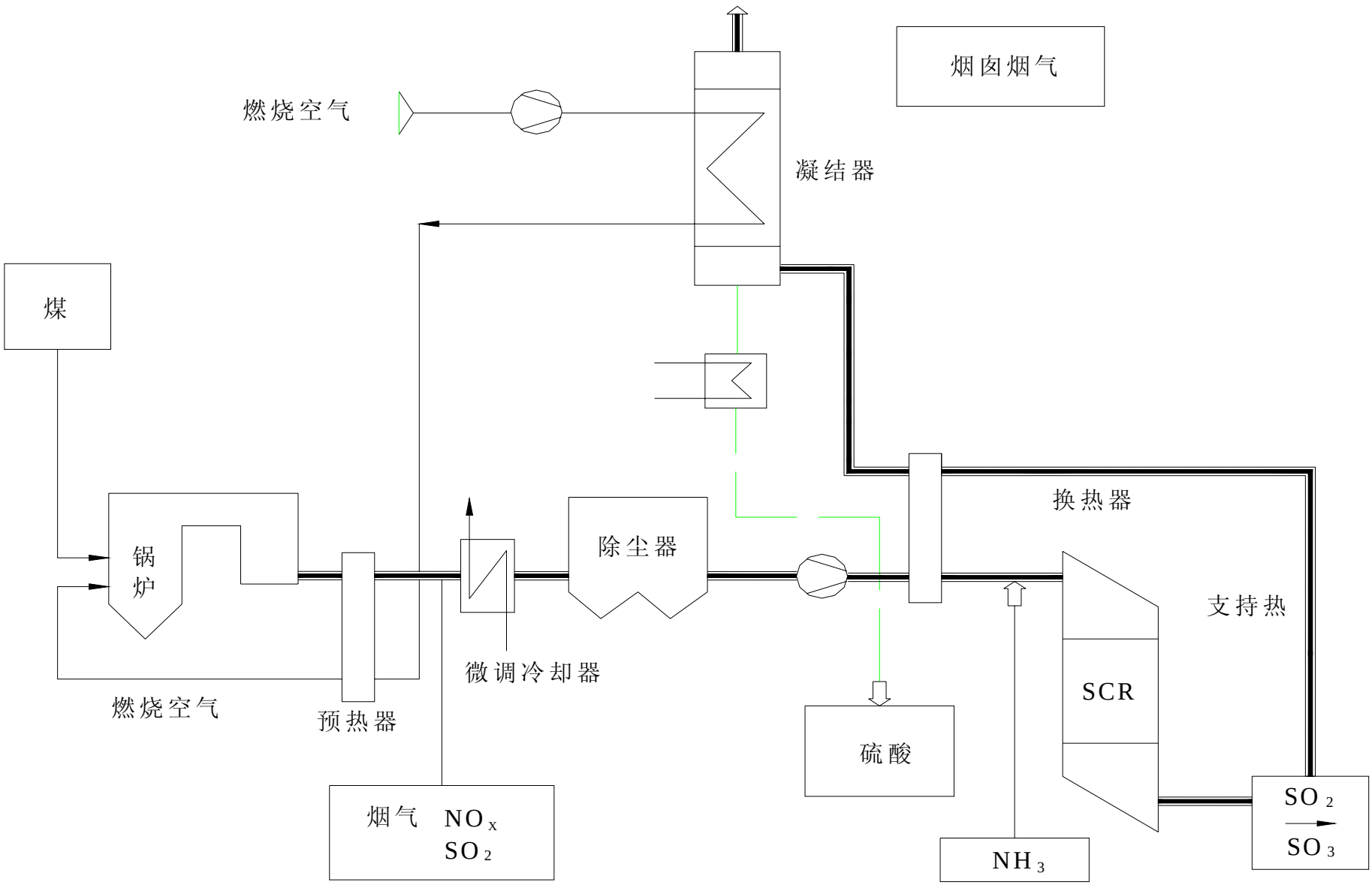
- 丹麦的SNOX法和德国的DESONOX法是用于催化剂联合脱硫脱硝的两种方法,从除尘器出来的烟气进入催化剂反应器进行NO_X还原,这一点同用于SCR设备的方法相似,先将烟气加热到400~~420℃,再送入催化反应器,使SO_2氧化成SO_3.在换热器中三氧化硫与水汽结合成为硫酸.

- 两法的基本原理相同,基本区别在于氧化和还原催化剂是布置在单独的反应器(SNOX)还是联合反应器里(DESONOX),因为脱硫和脱硝的运行温度不同,单独的反应器可以单独调节各自在最佳温度下运行,而在联合反应器中,则是由技术制造商本身开发了一种特别的高温催化还原剂.以下是所附的流程图:

SNOX法工艺流程图


锅 炉
高 温 电 除 尘 器
N H 3
D E N O X
D E S O X
N 2 、H 2O 、
S O 2、 O 2
N 2 、H 2O 、
S O 3
去 锅 炉
（ 燃 烧 空 气 ）
换 热 器
去 锅 炉
锅 炉 给 水
烟 囱
空 气 预 热 器 I
3 级 洗 涤 器
空 气 预 热 器 II
空 气
湿 式 电 除 尘 器
约 7 0 % H 2 S O 4

DESONOX法工艺流程图



烟气脱硝工艺特性参数对照

	药剂	NOx (%)	温度范围(℃)	NH3逃逸 (ppm)	NO_2 (vmp)	在改造机组上的应用	备注
选择催化还原高粉尘侧尾部烟气侧	NH_3	>80	350~420 300~400	催化剂按<5设计	无测量数据	受空间限制 否则容易	在燃煤机组上增加经验 较高的投资和空间要求 使用的催化剂问题 在尾气后布置的烟气再热
选择非催化还原	NH_3,NH_4OH尿素及其他药品	高达60	850~1100	<15	<18	在已有的锅炉上应用有限	投资适当通过添大湿度窗口 效率取决于温度分布和构造 使用尿素时N_2O生成较高(85vpm)
活性炭工艺	NH_3	高达90	90~150		无测量数据	受限于较高的空间要求,否则容易	炭用于吸附和SO2的还原剂 投资相对较高 活性炭的过热
NESONOX/SNOX	NH_3	高达90	380~460	氨逃逸在SO_2转换器中被氧化	无测量数据	容易	NO_X的脱除率必须保持在90%到95%一部分NOX 在SO2的转换器中被高效氧化成NO2,浓度较高时成褐色 在DESONOX工艺中另外脱除HCL和HF,而在SNOX中不能

其他的相关措施

（采用洁净煤技术）

- 流化床燃烧
- 煤气化联合循环(IGCC)

循环流化床燃烧技术

- 流化床燃烧是燃用硬煤和褐煤的先进燃烧技术,在燃烧系统中采取排放控制使排放量较常规燃烧技术的低许多.
- FBC燃烧室装有分层明确的燃料和床料.燃烧空气从底部进入将这些粉粒托起以形成湍流,就像沸腾的流体.启动燃烧器将床加热至500℃,随后送入燃料.燃烧释放的热量在湍动工况下使这个床温度均匀.实践中床温在800--950℃就足以有效燃烧各种燃料.
- 由于此温度低于1300℃,热力型NO_X形成物几乎不存在.再加上空气分级燃烧系统,可有效的抑制燃料型NO_X的生成,CFB锅炉的NOx排放量一般在250mg/Nm^3以下。
- 如果将强化炉膛分级和旋风分离器中的SNCR相结合,可使NO_X的排放量低于130mg/m^3,完全符合400mg/m^3的NO_X的排放要求.

煤气化联合循环(IGCC)

- 煤气化联合循环(IGCC)将煤气化和燃气蒸汽联合循环发电结合起来,其核心是将气化的煤在燃气轮机的燃烧室中燃烧.
- 燃气轮机是NO_X的主要排放源,燃气轮机中过高的过剩空气系数和高温有利于热力型NO_X的形成.通过喷射惰性气体例如氮气,水或是蒸汽,可控制燃气轮机燃烧室中NO_X的形成,使其排放量低于300mg/m^3.
- 在采用了分级燃烧和预混合之类的干法技术后可使NO_X的排放量降低控制在30mg/Nm^3左右，与燃气机组相当。

（四）烟气脱硝技术的经济性评价

- 鉴于目前在世界上有良好运行业绩的烟气脱硝工艺主要包括SCR、SNCR和两者的组合技术，先对于此三种技术做相关的经济评价：
- 建造成本比较
- 系统运行成本比较

（五）脱氮副产品

- 烟气脱氮技术利用氨水等为还原剂，由适宜的催化剂将氮氧化物选择性地还原成氮气，再排入大气，基本没有相关副产品。

（六）氮氧化物控制技术在中国的应用情况

- 20世纪80年代中后期，我国在引进大容量燃煤发电机组的同时，就引进了锅炉低NOx燃烧器的制造技术，并在大型火电机组上采用；在此基础上，结合中国煤质、制粉系统特点，开发了低NOx燃烧系统。近几年，新建大型燃煤机组都按要求同步采用低NOx燃烧方式，一批现有电厂结合技术改造安装了低NOx燃烧器。目前，除无烟煤、贫煤外，采用低NOx燃烧方式的火电厂基本上能做到达标排放。

- 我国已建立烟气脱硝工程，如福建漳州后石电厂（台湾模式），而已经中标烟气脱硝装置的电厂还包括阚山电厂、宁海电厂、嵩屿电厂、太仓电厂等。

（七）发展目标与方向建议

- 加快对氮氧化物的控制策略的，避免盲目性。应法规、标准、政策、技术、经济等全方位进行研究。
- 综合考虑我国的技术经济发展水平和电力企业的承受能力，继续应用低NOx燃烧技术。即在新建机组上采用低NOx燃烧技术，并对老机组进行低NOx燃烧技术改造。继续研究和优化脱硝效率更高、经济性更好的低NOx燃烧技术，为大型火力发电机组提供新一代燃烧技术，也为SCR和SNCR技术的应用提供配套技术。

- 以位于敏感区域、燃烧无烟煤的电站机组的烟气脱硝为目标，进行SCR和SNCR技术的工业示范。通过示范工程，引进、消化国外技术，可以培育出掌握先进烟气脱硝技术、具有市场竞争能力的工程公司。在完成NCR和SCR示范工程后，可以取得烟气脱硝的技术指标，参数选取、机组匹配和技术选择方法等科学依据，从而建立我国的烟气脱硝工程标准体系。

谢 谢

THANK YOU