

第二届煤电超低排放和节能改造技术交流研讨会



龙 辉

中国电力工程顾问集团有限公司副总工程师，教授级高级工程师。国家注册环保工程师、注册机械工程师，工信部大气净化装备委员会副主任委员，国家700℃超超临界燃煤发电技术创新联盟技术委员会委员，中国电机工程学会火力发电专业委员会委员，环保部火电环境保护中心专家委员会委员，电力行业联合循环发电标准化技术委员会委员，机械工业环境保护机械标准化技术委员会大气净化设备分技术委员会委员。长期从事火力发电厂热机、环保新技术研究工作。近年来在国家级电力期刊上发表有关新技术发展及环保工艺方面的研究论文30篇以上。

燃煤火电机组超低排放技术路线与烟气治理体系发展展望

2016年7月12-13日 呼和浩特

燃煤火电机组“超低排放”技术 路线选择及未来发展

2016. 7. 12

一、前言

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

四、我国燃煤火电机组烟气治理技术未来发展预测

一、前言

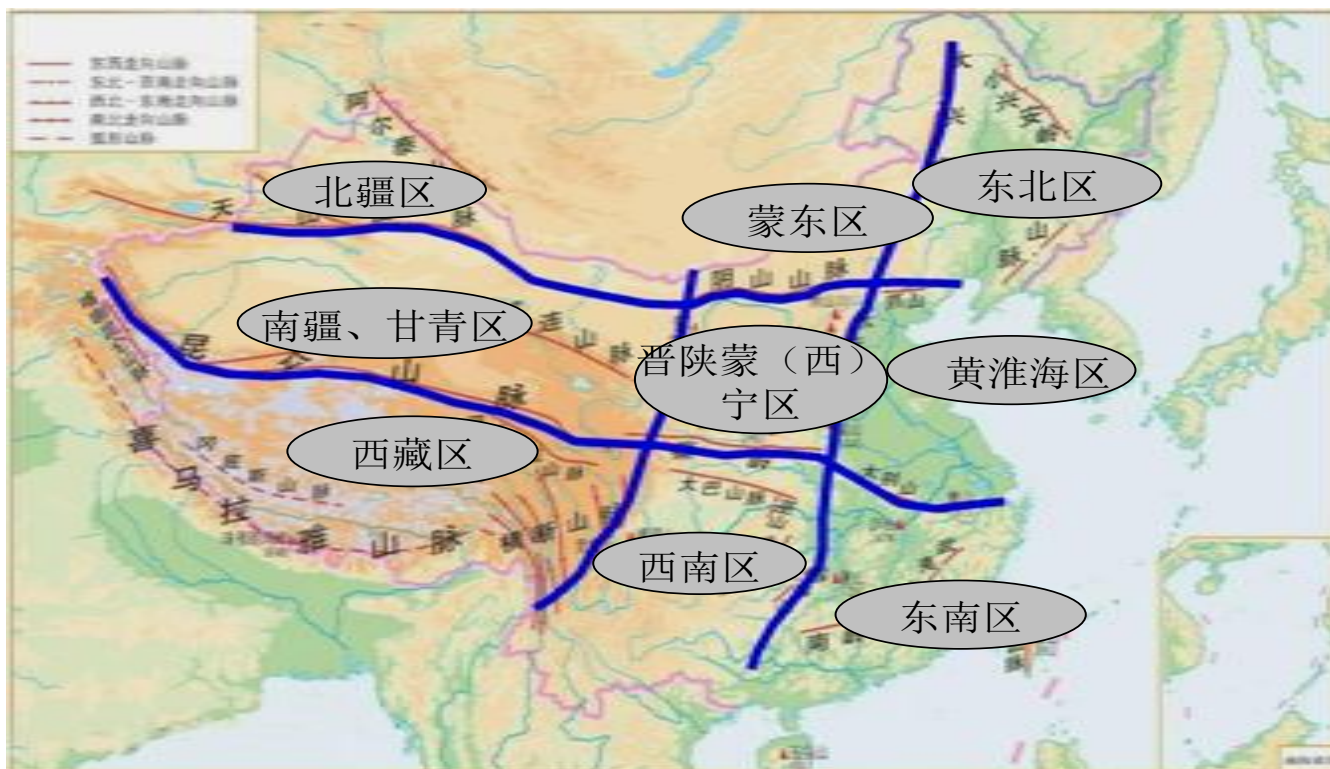
一、前言

2016年是国家“十三五”计划的开启之年。面对近年来经济下行压力增大，用电负荷降低的不利条件，在“十三五”期间，燃煤火电技术如何发展成为我们近期一直思考的问题。

一、前言

1) 燃煤火电机组的发展

我国煤炭资源呈“井”字型分布格局，主要集中于中西部



一、前言

新疆的煤炭资源总量达2.2万亿吨，位居全国第一，占全国煤炭资源总量的比例接近40%，其次为内蒙古，所占比例约26%。中西部内蒙古、山西、陕西、新疆、贵州和宁夏六省区的煤炭资源总量和保有查明储量约分别占全国的91.6%和85.1%。中西部地区煤炭开发具有显著的资源优势。

一、前言

能源“十二五”规划指出要重点在山西、内蒙古、陕西、宁夏、新疆等煤资源富集地区，建设大型坑口煤电基地。煤电基地建设电站群通过特高压输出向发达地区的电力走廊。

一、前言

国家能源局规划建设12条跨区送电通道中，包括国家电网公司4条特高压交流线路和4条特高压直流线路，分别是锡盟—山东、榆横—山东、淮南—南京—上海、蒙西—天津4条1000千伏交流特高压线路，以及内蒙古上海庙—山东、锡盟—江苏、宁东—浙江、山西—江苏4条±800千伏特高压直流线路，

一、前言

2) 燃煤火电机组技术的研究工作

节能体系的研究：更高参数（630~650℃）等级、700℃
超超临界机组设计技术研究及各种节能技术的研究

节水体系的研究：烟气冷凝水回收和烟气取水工艺及关
键子系统设计技术燃褐煤火电机组褐煤取水技术膜法烟气水
回收技术等。

烟气治理体系的研究。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

燃煤电厂湿法烟气脱硫工艺满足“超低排放”烟气治理

主要技术路线选择：

系统一：低 NO_x 燃烧器+SCR+低低温电除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器；

系统二：低 NO_x 燃烧器+SCR+高效除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器。

系统三：低 NO_x 燃烧器+SCR+低低温电除尘器+优化后的湿法烟气脱硫工艺（含高效除雾器）；

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

技术路线一：低NO_x燃烧器+SCR+低低温电除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器；

目前已有多台机组按照该技术路线完成改造，实现“超低排放”。主要投运业绩包括：浙能嘉华电厂7、8号机组、神华国华惠州电厂300MW机组、扬州第二电厂630MW等。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

技术路线二：低 NO_x 燃烧器+SCR+高效除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器。

目前也已有多台机组按照该技术路线完成改造，实现“超低排放”，其高效除尘器或采用优化后的电除尘器或采用电袋除尘器。主要投运业绩包括：华能白杨河电厂2×300MW机组、华能黄台电厂9、10号2×300MW机组、大唐黄岛电厂5、6号2×670MW机组、山西瑞光电厂300MW机组、广州恒运电厂9号炉330MW机组、石家庄热电厂等。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

技术路线三：低 NO_x 燃烧器+SCR+低低温电除尘器+优化后的湿法烟气脱硫工艺（含高效除雾器）；

目前已有多台机组按照该技术路线完成新建或改造，实现“超低排放”。主要投运业绩包括：华能金陵电厂2×1030MW机组、华能长兴电厂2 × 660MW机组、重庆合川电厂2×660MW机组、华能玉环电厂2号1000MW机组、宁夏鸳鸯湖电厂660MW机组以及中电投上海漕泾电厂2号1000MW机组等。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

国内部分燃煤电厂技术路线——（1）浙能集团

■ 浙能嘉兴发电厂

- 除尘：采用低低温除尘+湿式电除尘技术，烟囱出口烟尘浓度 $<2.1\text{mg}/\text{Nm}^3$
- 脱硫：采用石灰石—石膏湿法脱硫系统，改为3+1台浆液泵，增加一层托盘变为双托盘脱硫塔，除雾器改为一级管式除雾器+两层屋脊式除雾器，烟囱出口 SO_2 浓度 $<17.5\text{ mg}/\text{Nm}^3$
- 脱硝：采用“超低 NO_x 燃烧器+增加预留层新型改性催化剂”，烟囱出口 NO_x 浓度 $<39\text{ mg}/\text{Nm}^3$

■ 浙能六横发电厂

- 除尘：采用“电除尘器(ESP)+旋转极板+湿式除尘器”，烟囱出口烟尘浓度 $<5\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。
- 脱硫：采用石灰石—石膏湿法脱硫系统（托盘技术+增效环），烟囱出口 SO_2 浓度 $<25\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。
- 脱硝：采用低 NO_x 燃烧器及SCR脱硝工艺。烟囱出口 NO_x 浓度 $<26\text{ mg}/\text{Nm}^3$ 。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

嘉华百万千瓦燃煤机组烟气超低排放示范项目 环保性能评估

2014年10月29日，火电环境保护中心专家委员会组织了《嘉华百万千瓦燃煤机组烟气超低排放示范项目环保性能评估报告》评审。浙江浙能嘉华发电有限公司为实现烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别低于 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 的超低排放要求，采用全国首创的多种污染物高效协同脱除技术，对嘉兴发电厂三期工程7、8号燃煤机组实施了脱硝、除尘、脱硫系统提效改造工程。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

中国环境监测总站和浙江省环境监测中心负责超低排放中所规定的气态污染物（包括 NO_x 、 SO_2 和Hg）、烟尘颗粒物、以及烟气排放参数（包括烟气流速、温度、压力、湿度、氧含量等）的测试工作。国电环境保护研究院负责非常规污染物 SO_3 、液滴、 $\text{PM}_{2.5}$ 等项目的监测工作。测试位置包括：脱硝装置进出口、静电除尘器进出口、脱硫装置进出口、湿式静电除尘器出口与烟囱总排放口等位置。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

7号机组、8号机组烟气污染物排放浓度按小时均值进行评判，是世界上最为严格的评判方法，基本达到了超低排放限值要求。建议可按欧盟、美国的燃煤电厂烟气污染物的达标评判方法，进一步评估超低排放工程的达标效果。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

国内部分燃煤电厂技术路线——（2）神华集团

1) 国华电力

■ 国华舟山发电厂350MW机组

- 除尘：采用“电除尘器(ESP) +高频电源+旋转极板+湿式除尘器”，烟囱出口烟尘浓度 $<2.55\text{mg}/\text{Nm}^3$
- 脱硫：采用高效海水脱硫技术，烟囱出口 SO_2 浓度 $<2.86\text{mg}/\text{Nm}^3$
- 脱硝：采用低 NO_x 燃烧器及SCR脱硝工艺。烟囱出口 NO_x 浓度 $<20.5\text{mg}/\text{Nm}^3$

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

各段烟尘浓度测量情况：

- 电除尘器出口：16.5mg/m³；
- 海水脱硫装置出口：10mg/m³；
- 湿式电除尘器出口：2.55mg/m³。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择



二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

除国华舟山电厂外，国华电力“超低排放”改造主要采用低NO_x燃烧器+SCR+低低温电除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器（或不带湿式电除尘器）技术路线。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

2) 神华国能宁夏煤电有限公司

主要采用：低 NO_x 燃烧器+SCR+低低温电除尘器+优化后的湿法烟气脱硫工艺（含高效除雾器）技术路线。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

主要案例：鸳鸯湖电厂#2 660MW机组“超低排放”改造项目

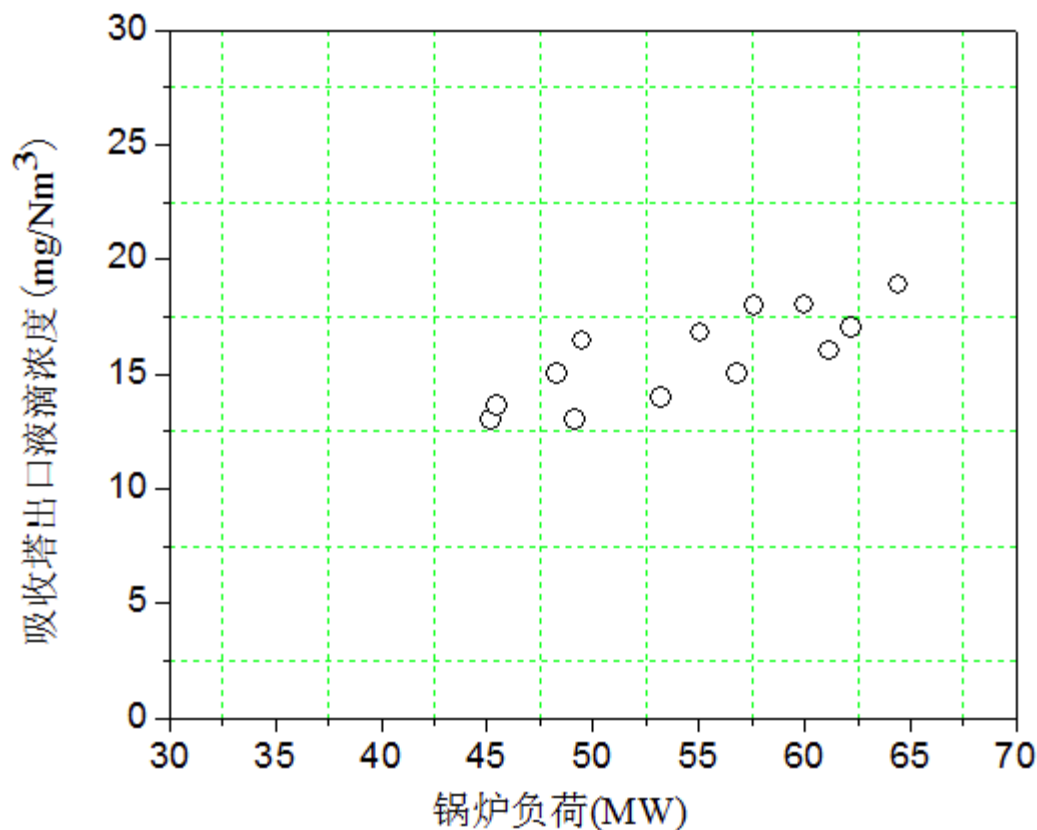
干式电除尘采用低低温电除尘器+三相电源，脱硫系统采用石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺，吸收塔设置3层喷淋层，不设烟气旁路，配有低温省煤器；不设GGH。吸收塔为带有托盘的喷淋原脱硫吸收塔除雾器采用三级屋脊式菱形布置。

1) 吸收塔出口固体颗粒物(烟尘)排放浓度：<4.5

mg/Nm³

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

2) 吸收塔出口液滴的固体排放浓度。

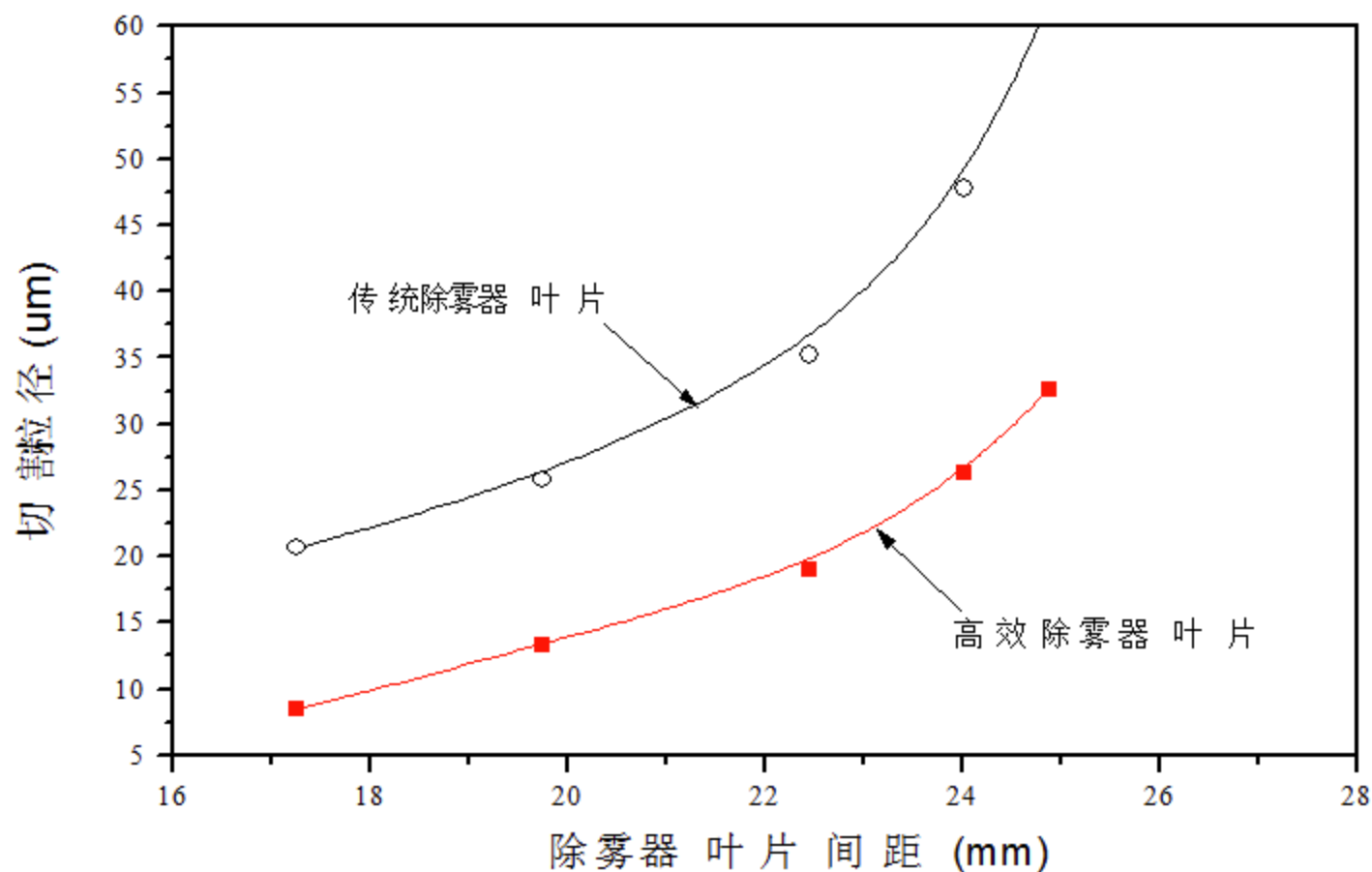


二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

脱硫高效除雾除尘一体化超低排放技术

提供喷淋层喷嘴差异化布置或设置气流均布及预捕集装置，降低烟气中携带液滴量及固体颗粒物。通过具有专利的除雾器叶片形式，其特点为改变叶片间气相流场分布及固体颗粒及液滴颗粒的浓度分布，达到细微颗粒在叶片间的运动轨迹的目的，从而加强了细微颗粒的团并，在保证除雾器不堵塞的情况下，可收集8.6 μm 以上粒径的固体颗粒，大大提高了除雾器的性能，有效控制了脱硫后烟卤的固体排放浓度。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择



二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

国内部分燃煤电厂技术路线——（3）华能集团

华能集团已经完成与环保改造有关的指导意见或方案2个：

- （1）华能火电厂烟尘达标排放技术指导意见；
- （2）华能集团重点控制区燃煤机组烟气清洁化实施方案。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

1) 华能国际股份

完成了指导意见及燃煤电站烟气协同治理关键技术及集群化工程应用课题，包括西安交大、武汉凯迪、浙大网新、浙江菲达及我们集团中南院参加完成。主要采用：低 NO_x 燃烧器+SCR+低低温电除尘器+优化后的湿法烟气脱硫工艺（含高效除雾器）技术路线。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

重点是低低温电除尘器、降温换热器、湿法烟气脱硫协同除尘

通过热回收器，烟气温度降低至酸露点以下，此时，绝大部分 SO_3 在烟气降温过程中凝结。由于烟气尚未进入电除尘器，所以烟尘浓度很高，比表面积很大，冷凝的 SO_3 可以得到充分的吸附，对 SO_3 去除率一般不小于80%，下游设备一般不会发生低温腐蚀现象，同时实现余热利用或加热湿法脱硫装置后的净烟气。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

烟气协同治理技术路线中，低低温电除尘器的出口粉尘粒径会增大，普通电除尘器出口烟尘平均粒径一般为 $1\mu\text{m}\sim 2.5\mu\text{m}$ ，低低温电除尘器出口粉尘平均粒径大于 $3\mu\text{m}$ ，低低温电除尘器出口粉尘平均粒径明显高于低温电除尘器。当采用低低温电除尘器时，脱硫出口烟尘浓度明显降低，可有效提高湿法脱硫系统协同除尘效果。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

高脱硫、除尘效率的湿法烟气脱硫装置（WFGD）

主要功能是实现 SO_2 的高效脱除，同时实现烟尘、 SO_3 的协同脱除。

采用单塔或组合式分区吸收技术，改变气液传质平衡条件，优化浆液PH值、浆液雾化粒径、氧硫比、液气比等参数，优化塔内烟气流场，改善喷淋层设计，提高除雾器性能等提高脱硫效率。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

湿法脱硫装置出口的液滴中含有石膏颗粒等固体颗粒，要达到颗粒物的超低排放，提高其协同除尘效率的措施：

- a) 较好的气流分布；
- b) 采用合适的吸收塔流速；
- c) 优化喷淋层设计；
- d) 采用高性能的除雾器，除雾器出口液滴浓度为 $20\text{mg}/\text{m}^3 \sim 40\text{mg}/\text{m}^3$ 。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

相关研究表明，石膏浆液为悬浮浆液，石膏浆液中 $26.5\text{ }\mu\text{m}$ 以下直径的颗粒占总粒径的重量比小于37.57%，而一般屋脊式除雾器的极限粒径为 $22\text{ }\mu\text{m}\sim 24\text{ }\mu\text{m}$ 左右，超过限粒径的液滴全部被除雾器捕获。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

吸收塔内石膏浆液含固量通常为20%，假设小粒径段颗粒在浆液中均匀分布，即大、小液滴中小粒径段颗粒的浓度相等，通过除雾器的小液滴中只能含有小粒径段的石膏颗粒，则通过除雾器的液滴含固量理论值应为 $20\% \times 37.35\% = 7.5\%$ ，而并非国内业界一直认为的除雾器出口雾滴含固量等同于塔内石膏含固量。当除雾器厂家可保证脱硫出口液滴浓度分别小于 $75\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $40\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 时，雾滴对烟尘贡献分别仅为 $5.6\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $3\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $1.5\text{mg}/\text{m}^3$ 。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择题

案例：华能浙江长兴电厂2×660MW机组新建工程

该2×660MW机组采用以低低温电除尘技术为核心的烟气协同治理技术路线，系统中不设置WESP，每台炉配套2台双室五电场静电除尘器，设置高频电源电除尘系统确保除尘器的除尘效率稳定性；设计烟气温度的为90℃，电除尘器出口烟尘浓度设计值为15mg/m³，要求经湿法脱硫系统后，烟尘排放浓度≤5mg/m³。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

该项目2014年12月投运，除尘部分经测试，ESP出口烟尘浓度值约 $12\text{mg}/\text{m}^3$ 。粉尘经过吸收段后，喷淋层出口的粉尘浓度为 $0.0015\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，说明粉尘几乎全部被捕集。高性能除雾器携带含固量 $2.65\text{mg}/\text{m}^3$ 。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

2) 华能山东分公司

主要采用：低 NO_x 燃烧器+SCR+高效除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器技术路线。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

案例：华能山东黄台电厂300MW机组烟气脱硫改造项目

脱硫部分：改造前设计煤质收到基硫份 S_{ar} 为2.2%，FGD入口 SO_2 浓度 $5547\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，设计脱硫效率大于97%，出口 SO_2 浓度为小于 $166\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。为达到超低排放要求，电厂对现有装置进行了“超低排放”提效改造。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

改造方案本着充分利旧的原则，利旧现有吸收塔作为一级吸收塔，新建一座吸收塔作为二级吸收塔。新建二级吸收塔直径12.5m，高29m，吸收塔内烟气流速3.5m/s，设置三层喷淋层，层间距2m。新建二级吸收塔配套设置除雾器和氧化风系统。

该脱硫增容改造工程已通过168h试运投入运行，改造后设计入口/出口SO₂浓度：5750/32mg/m³（标准状态，干基，6%含氧量），设计脱硫效率达到了99.44%。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

湿式电除尘器改造：WESP为立式复合材料收尘极，设计除尘效率不低于83%，进口含尘浓度 $30\text{mg}/\text{m}^3$ ，出口浓度保证 $\leq 5\text{mg}/\text{m}^3$ 。该机组于2014年9月投运，经测试，WESP除尘效率大于85%，出口烟尘排放为 $2.6\text{mg}/\text{m}^3$ 。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

国内部分燃煤电厂技术路线——（4）华电集团

华电集团项目和华电国际项目

三个技术路线均有采用业绩：低 NO_x 燃烧器+SCR+低低温电除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器、低 NO_x 燃烧器+SCR+高效除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器、低 NO_x 燃烧器+SCR+低低温电除尘器+优化后的湿法烟气脱硫工艺（含高效除雾器）均有采用。相对而言华电国际采用低 NO_x 燃烧器+SCR+高效除尘器+湿法烟气脱硫工艺+湿式电除尘器项目较多。

二、国内燃煤火电机组“超低排放”技术路线选择

案例：天津军粮城电厂

- 除尘：采用“布袋除尘器+湿式电除尘器”，烟囱出口烟尘浓度 $<5\text{mg}/\text{Nm}^3$
- 脱硫：沿用石灰石-石膏湿法脱硫技术，采用“新增串联二级脱硫塔+烟塔合一”。烟囱出口 SO_2 浓度 $<35\text{mg}/\text{Nm}^3$
- 脱硝：采用低 NO_x 燃烧器及SCR脱硝工艺，加装一层新催化剂，改造后SCR出口 NO_x 排放浓度能够 $<50\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，脱硝率 $>88.9\%$

三、近10来国外燃煤火电机组烟气 治理技术发展

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

1、美国

1) 标准更严：2008年始《清洁大气法修正案》二期，比1990年颁布的《清洁大气法修正案》对污染物的控制力度更大，要求更严。

2) 美国在2006年废除了 PM_{10} 要求，专门对 $PM_{2.5}$ 提出控制要求。

3) 脱汞等重金属。

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

1) 《清洁大气法修正案》二期

其中对脱硫装置的要求如下：新上燃煤机组当采用石灰石—石膏湿法烟气脱硫工艺时，脱硫效率达到98%~99%，脱硫装置可用率达到99%；当采用烟气循环流化床脱硫工艺或旋转喷雾干燥法烟气脱硫工艺时，脱硫效率达到95%以上，脱硫装置可用率达到99%。

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

在烟气综合治理工艺示范装置设计方面：美国执行PPII计划（火电厂改进计划），美国能源部在国内AES Greenidge4号机组（104MW机组）安装了一套组合技术环保型示范装置。

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

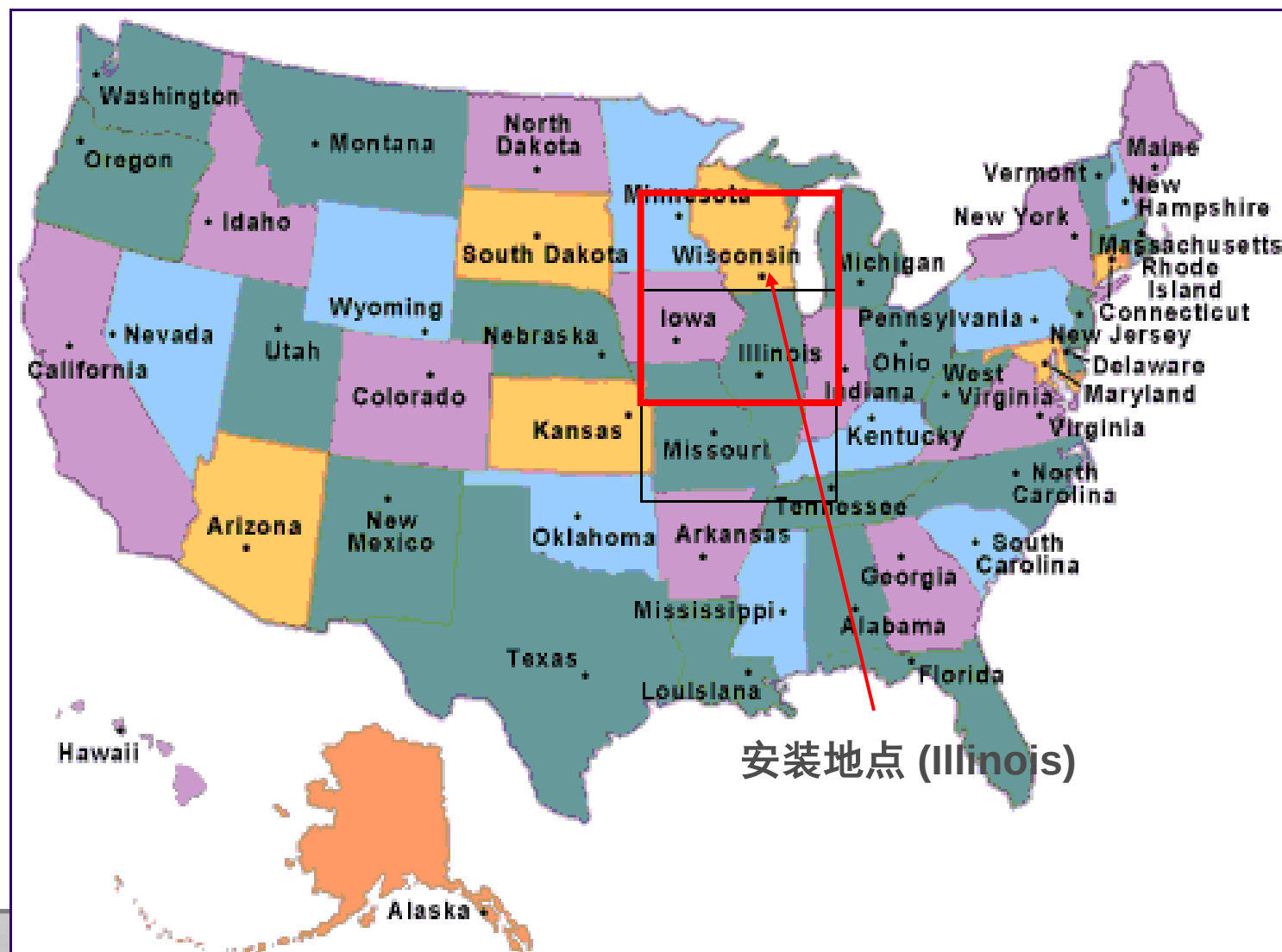
主要工艺路线为：低 NO_x 燃烧器+SNCR+SCR+CFB-FGD
(烟气循环流化床脱 SO_2 、 SO_3 工艺)+脱汞（活性炭脱汞
工艺）+布袋除尘器示范装置， SO_2 脱除率>95%， SO_3 >95%，
脱汞率>90%， NO_x 排放为 $150\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

2) 燃煤火电机组低低温电除尘器开展的研究工作

2009年我们与日本三菱公司谈判，探讨低低温电除尘器在中国应用可行性，三菱公司提出当时要与美国开展合作，在燃煤机组完成低低温电除尘器项目，其后美国公司也确实开展了一些研究和试验。

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展



三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展



现场测试设备

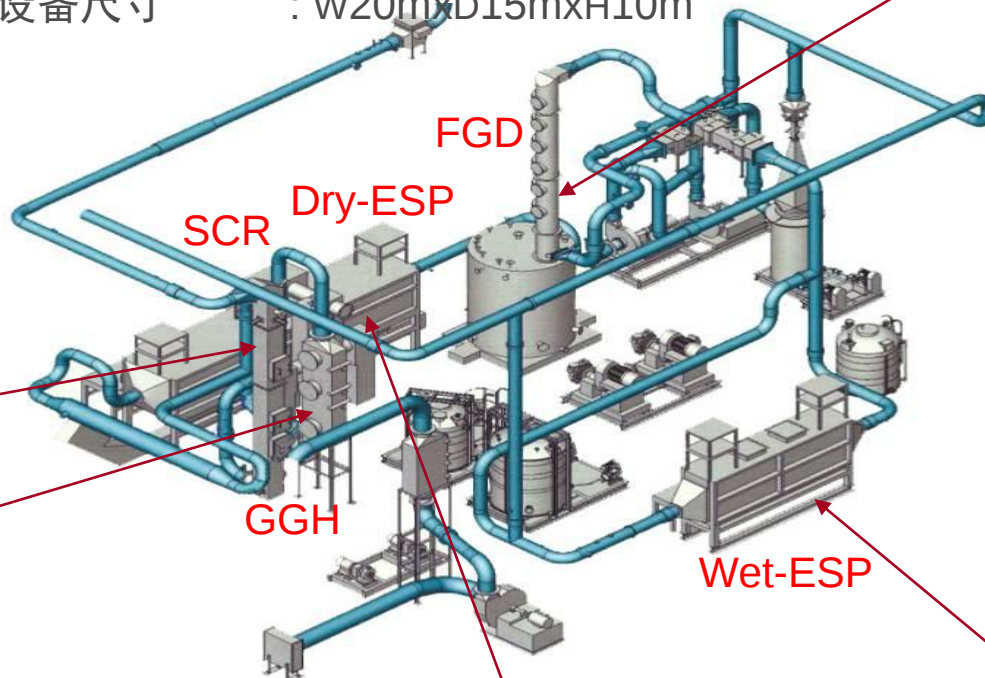
烟气流量 : 2000m³N/h-wet(1MW)
煤 : Gateway(S: 2.93%, SO₂: 2100ppm)
脱SO₂ : 99%
设备尺寸 : W20mxD15mXH10m



SCR



GGH(G/C)



FGD

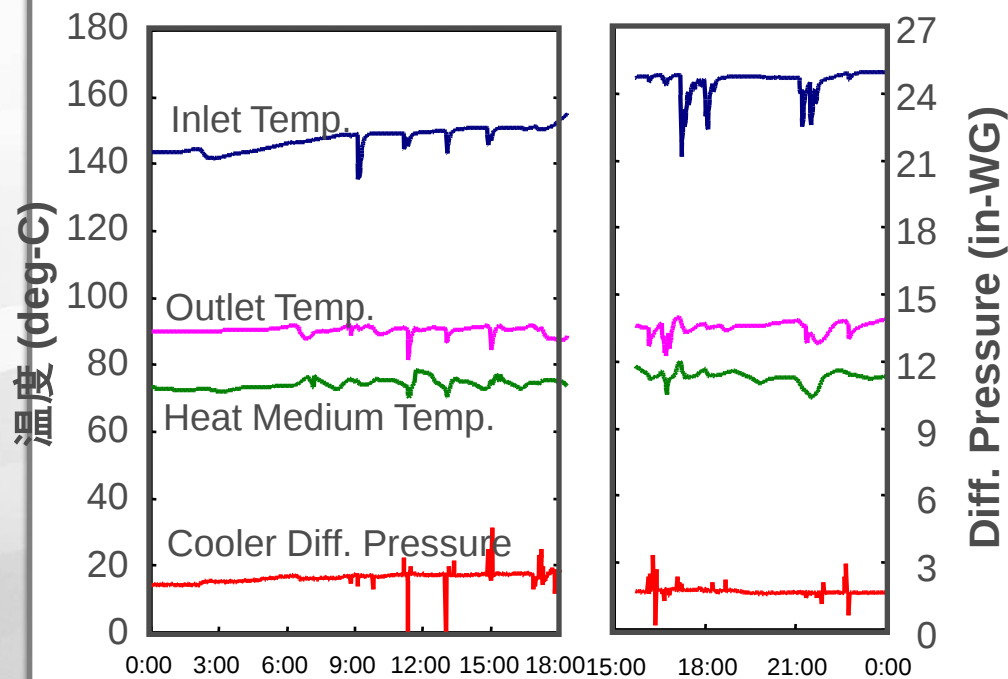


Dry-ESP



Wet-ESP

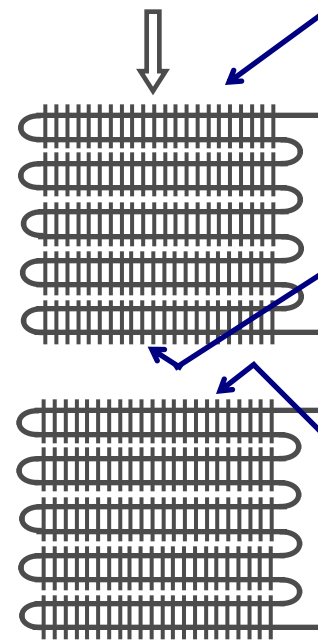
GGH的可靠性试验 (烟气冷却)



初装

运行后

Flue Gas Flow



1st Section (Top)



1st Section (Bottom)



2nd Section (Top)



2nd Section (Bottom)

运行后照片

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

美国南方电力公司通过PM浓度/ H_2SO_4 雾浓度来评价腐蚀程度，当低低温电除尘器采用含硫量为2.5%的燃煤时，灰硫比在50~100可避免腐蚀，当采用含硫量更高的燃煤时，为避免腐蚀，灰硫比应大于200。

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

3) 湿式电除尘器在美国燃煤机组发展

美国在2006年废除了 PM_{10} 要求, 专门对 $PM_{2.5}$ 提出控制要求。此后在燃煤火电机组建了8台左右湿式电除尘器。

采取的除尘工艺路线主要是: 布袋除尘器(电除尘器)+湿法烟气脱硫装置+湿式电除尘器

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

火电厂	装机容量(MW)	设计煤种	烟气处理技术
Elm Road	2 x 670	匹兹堡 #8	FF/WFGD/ WESP
Prairie States	2 x 880	南伊利诺伊烟煤	FF/WFGD/WESP
Trimble County	820	烟煤与次烟煤混合	ESP/FF/WFGD/WESP
CWLP-Dallman	200	烟煤与次烟煤混合	FF/WFGD/WESP
Spurlock电厂	1号机: 340, 2号机: 550		ESP/WFGD/WESP

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

美国燃煤机组安装湿式电除尘器目的

(1) 满足美国环保排放法规的要求。

美国2011年5月颁布的新的污染物控制标准，对燃煤机组颗粒物排放浓度控制要求折成我们用的单位为 $12.3\text{mg}/\text{m}^3$ ，因此首先应满足该要求。

(2) 满足控制 $\text{PM}_{2.5}$ 、硫酸雾及脱汞要求。

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

4) 活性炭烟气脱汞工艺

在火电厂烟气脱汞技术发展方面, 美国走在世界的前列, 对煤中重金属进行分析, 对其中一部分电厂采用活性炭脱汞工艺。美国已有169个机组完成烟气脱汞工程应用。

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

- 美国堪萨斯州Council Bluffs 4号790MW机组活性炭烟气脱汞工艺投射点



三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

- 活性炭脱汞工艺储罐



三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

美国针对新上机组，燃中、高煤电厂

自从2006年提出PM_{2.5}控制要求后，提出了除脱除传统的粉尘、NO_x、SO₂外，主要脱除PM_{2.5}、SO₃及汞的要求，进而提出了：低NO_x燃烧器+SCR+脱汞+高效ESP+WFGD+WESP的技术路线。

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

主要案例

1) 美国Trimble County 电厂2号机组
湿式电除尘器的应用
(2011年投运)

该电厂是美国燃高硫煤最环保的电厂之一。
2号机技术路线：
低 NO_x 燃烧器+SCR
(NO_x 综合脱除率
 $>90\%$) +喷射 CaOH_2
系统 (脱除 SO_3)
+ESP+活性炭脱汞装置
+FF+WFGD (SO_2 脱除率
 $>98\%$) +WFSP



美国Trimble County 电厂

- 820 MW

水平喷淋板式湿式电除尘器

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

2) Elm Road 1、2号机 技术路线：采用低NO_x燃烧器+SCR+布袋除尘器+湿法烟气脱硫+湿式电除尘器工艺

Location Oak Creek, WI

机组容量：2 x 670 MW

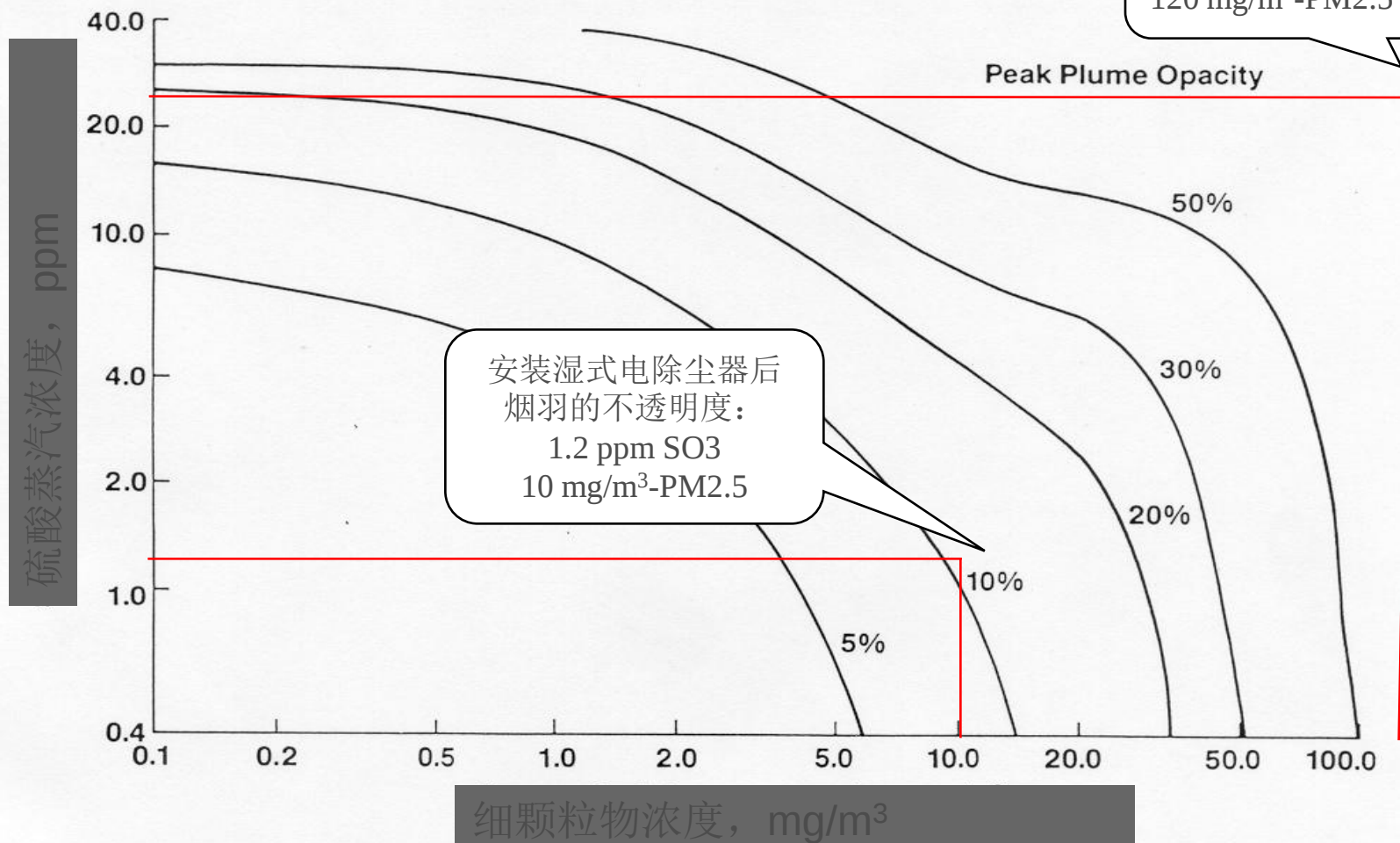
投运时间：2009/2010

燃煤硫分：2.6%

湿式电除尘器脱除达总量94%的PM2.5、SO₃。

湿式除尘器安装后烟羽的可预计不透明度

目前的不透明度：
25ppm -SO₃
120 mg/m³-PM2.5



三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

5) 提高汞氧化率的脱硝催化剂大批量更换



三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

2、德国

欧盟把环境保护大气排放的有害物质控制列入欧盟法律，而在德国有更加严格的环保法律——联邦环境污染防治法（BImSchG），2004年7月20日联邦环境污染防治法第13实施条例（修正）完成并开始执行。第13实施条例对新机组的粉尘、CO、NO_x、SO₂、SO₃的排放控制要求如下。

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

根据德国联邦环境污染防治法，对300MW以上机组有关粉尘、 NO_x 和 SO_2 排放控制浓度要求分别为 $20\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、 $200\text{mg}/\text{Nm}^3$ 和 $200\text{mg}/\text{Nm}^3$ (SO_2+SO_3)，这一要求中不仅对粉尘、 SO_2 、 NO_x 排放提出了严格要求，对 SO_3 排放也同时提出了要求。2016年1月1日将执行最新的欧盟环境法规。

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

高效电除尘器

大容量燃煤机组主要采用的是高效电除尘器。为保证高效电除尘器+烟气脱硫工艺后烟尘颗粒浓度 $<20\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，采取的主要对策：

增大比集尘面积、对电除尘器电源和控制部分优化、烟气流场改进。

据介绍，实际高效电除尘器本身除尘效率就可达到99.9%以上，除尘器出口浓度可控制在 $20\text{mg}/\text{Nm}^3$ 以下。

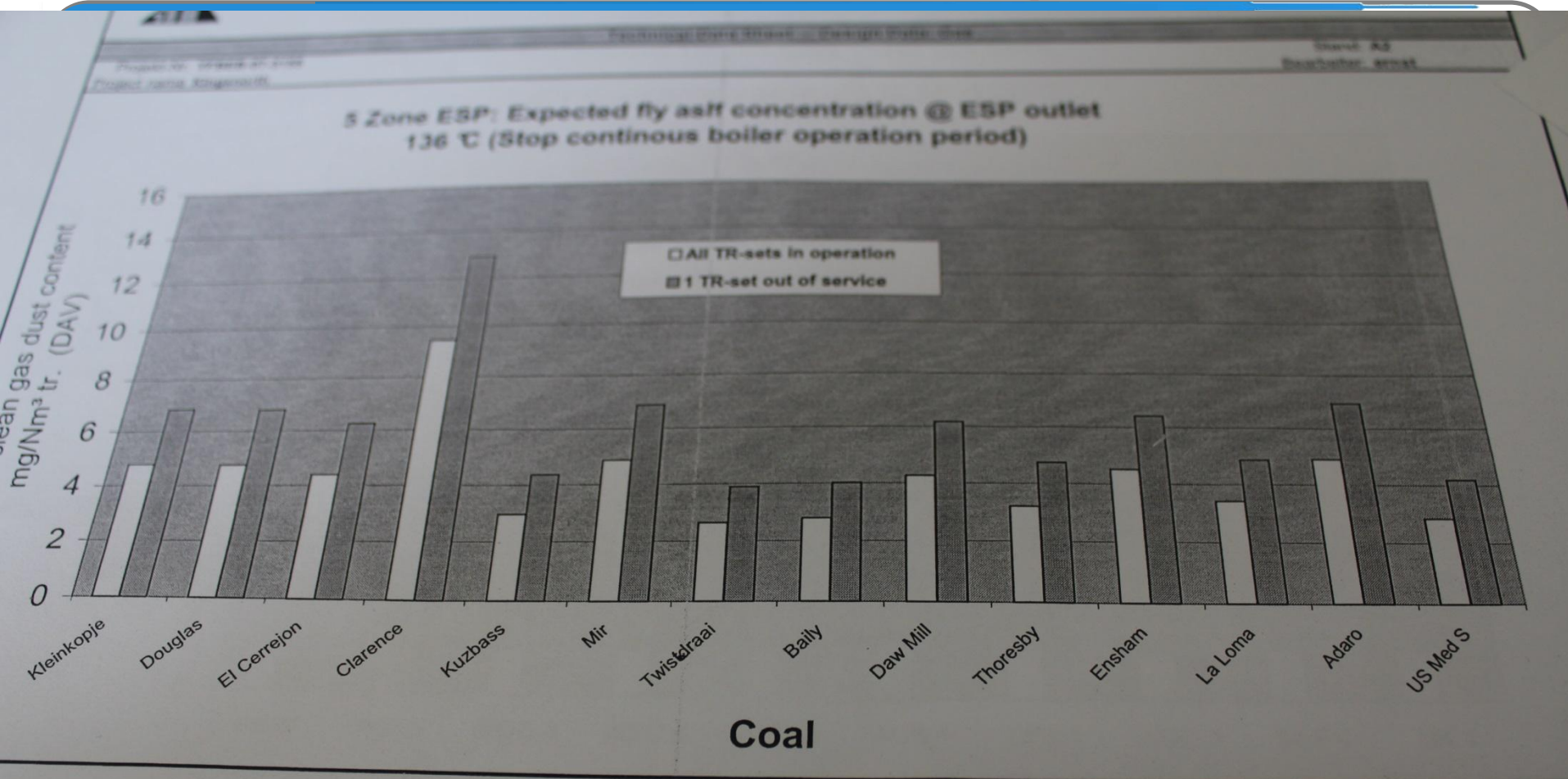
FISIA BABCOCK
ENVIRONMENT GmbH

Coal / Ash Analysis
for ESP
820 MW Klingenberg

08.02.2008

Coal Analysis	Dim.	No. of World Coal																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Lower cal. value	MJ/kg	25,10	25,12	25,20	25,10	24,90	22,61	22,69	22,88	22,61	26,85	27,20	27,16	26,80	20,93	20,93	29,92	29,32
Carbon	%	64,10	63,75	64,70	65,40	64,50	59,30	57,40	59,70	55,70	67,50	70,05	68,50	69,35	55,00	54,20	76,20	73,20
Hydrogen	%	3,90	4,20	4,05	3,40	3,70	3,60	4,33	3,40	4,20	4,30	3,70	4,45	3,20	3,10	3,00	4,20	4,60
Ash	%	12,50	12,00	14,00	13,50	10,00	10,20	15,00	17,00	21,00	12,95	9,99	9,26	14,50	20,93	25,50	6,84	6,87
Hydrogen	%	3,90	4,20	4,05	3,40	3,70	3,60	4,33	3,40	4,20	4,30	3,70	4,45	3,20	3,10	3,00	4,20	4,60
Sulfur	%	0,70	0,30	0,50	0,57	0,76	0,29	1,00	0,29	0,70	0,10	0,53	0,96	0,95	0,91	0,90	0,77	0,20
Nitrogen	%	1,50	1,65	1,40	1,60	1,40	1,22	1,05	1,10	2,16	1,27	1,24	1,38	1,48	1,37	1,00	1,37	1,34
Oxygen	%	7,30	8,10	6,85	7,77	8,14	10,40	10,22	8,51	6,24	6,05	7,07	7,73	3,02	9,69	6,32	5,41	5,75
Others	%	6,10	5,80	4,45	4,36	7,80	11,39	6,67	6,60	5,80	3,53	3,72	3,27	4,30	5,90	6,08	1,01	3,44

Ash Analysis	Dim.	No. of Ash from the a.m. coal																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Silicon, SiO ₂	%	55,00	59,58	71,80	44,40	58,30	53,38	32,41	62,18	56,70	59,39	44,54	64,61	49,00	49,3	50,00	43,62	46,22
Alumina, Al ₂ O ₃	%	24,00	25,44	21,30	32,50	18,20	18,59	17,44	25,00	19,45	29,41	33,58	17,53	23,10	26,00	25,00	20,32	22,69
Iron, Fe ₂ O ₃	%	5,50	6,60	2,10	3,20	11,60	5,32	6,33	4,70	8,17	4,80	4,26	6,38	13,10	3,50	8,00	7,20	18,05
Calcium, CaO	%	4,50	1,76	0,75	10,00	2,80	9,84	11,65	2,20	3,28	0,70	4,96	2,14	6,00	10,50	4,00	10,71	4,19
Magnesium MgO	%	1,50	0,98	0,54	2,00	2,10	2,60	12,35	1,40	1,90	0,68	2,10	2,38	1,40	2,70	3,00	3,72	0,95
Sodium Na ₂ O	%	0,60	0,33	0,26	0,20	1,00	1,00	0,70	0,40	1,42	0,27	0,62	0,52	0,73	0,14	1,00	2,45	0,40
Potassium, K ₂ O	%	1,20	1,67	0,84	0,60	1,80	1,85	0,50	0,80	3,28	1,76	0,48	1,83	1,22	0,49	3,00	1,50	1,65
Titanium, TiO ₂	%	1,10	0,97	1,01	1,90	0,70	0,79	1,08	1,00	0,76	1,64	1,85	0,85	1,13	1,27	1,20	1,05	0,96
Sulfur SO ₃	%	2,00	0,64	0,34	3,50	2,60	4,96	14,97	2,30	3,75	0,32	5,03	2,37	2,75	3,36	3,00	8,54	3,58
Phosphorus P ₂ O ₅	%	0,80	0,76	0,19	1,70	0,30	0,52	0,03	0,02	0,16	1,00	0,63	0,48	1,39	1,60	0,60	0,89	0,48



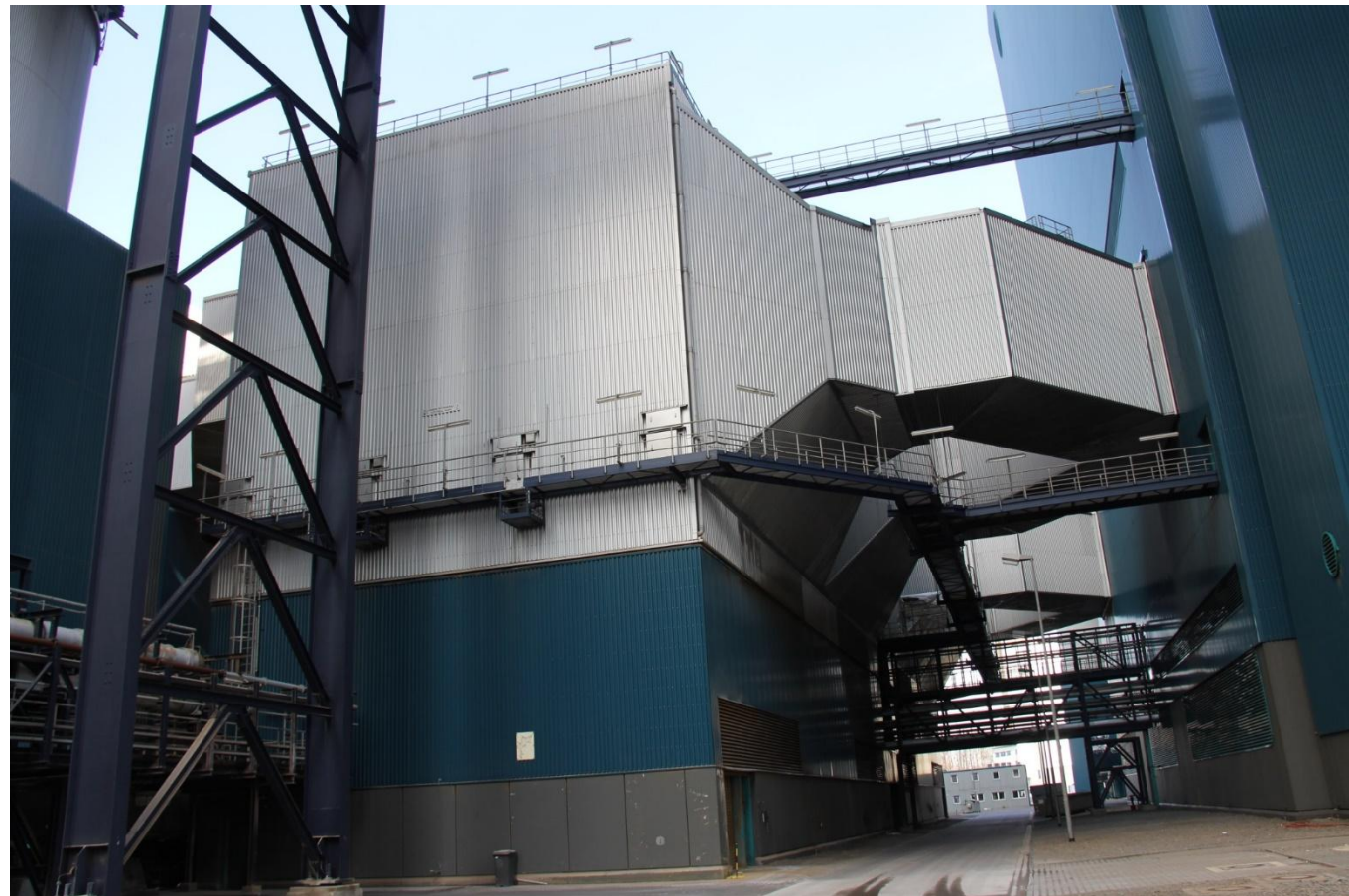
000000_Rev03.xls; Design Data

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

德国公司在著名的黑泵电厂(2×800MW机组)、Boxberg电厂(2×800MW机组)和设计过程中对环保方面的设计十分严格,环保型电厂技术主要向高效环保方面发展,采用低NO_x燃烧器+SCR烟气脱硝+高效电除尘器+湿法烟气脱硫+烟塔合一技术,以黑泵电厂为例,二十世纪90年代建成,后随国内SO₂排放控制法规的变化,02年对脱硫系统进行改造,保证满足法规的要求。

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

案例:Niederaussem电厂 (1×1027MW机组)



三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

3、日本

在2000年前大容量机组主要采用常规静电除尘设备，2000年后随着燃煤机组环保治理措施技术的迅速发展和对环保的高度重视，在2002年就把脱硫、脱硝、除尘的三个规范合并成一个规范，“这样便于非常系统地开展多污染物的协同减排”。这就是《排烟处理设备指南》（JEAG 3603-2002），2012年进行了第2次修订，变成JEAG 3603-2012。

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

《排烟处理设备指南》（JEAG 3603-2007）解读：

1、明确了适用范围

适合发电用锅炉以及发电用燃气轮机的排烟处理系统。在排烟处理系统带有脱硝，脱硫，除尘设备时适用。

对我们同时还需要考虑未来的脱汞。

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

2、脱硝、除尘器、脱硫装置作为排烟处理系统的组成部分
要考虑优化组合及选定的方法。

3、选定系统构成的思路

在确定排烟处理系统的构成时，要考虑锅炉设备等的
烟气特性及设计条件等，以构成系统内各装置相互的协调
及高可靠性。

按我们的提法：炉后大系统协同控制

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

4、锅炉设备等烟气特性和必要的环保装置；

在锅炉设备等烟气特性方面，根据使用燃料的不同，
必须设置环境对策装置以及要对应环境规制值。

按我们的提法：一炉一策

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

5、系统构成的选定和注意事项

就系统的构成而言，希望在取得各系统协调的同时，能充分发挥每一个系统的特点，构成一个可靠性高的系统。

此外，在进行系统设计时，希望确保作为整个排烟处理设备的性能。

(1) 在配置排烟处理各系统时，是否把烟气温度的考虑进去了

(2) 是否有防止SO₃的腐蚀及防止堵塞的对策

(3) 各系统除尘的分工问题

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

6、技术路线选定的思路

过去烟尘浓度控制要严格按照低低温EP方式+湿式EP方式进行，由于系统的简化，系统的构成大多采用低低温EP方式。

三、近10来国外燃煤火电机组烟气治理技术发展

案例电厂：碧南4、5号2台1000MW机组，2009年、2010年投运：低NO_x燃烧器+SCR+热回收器+低低温电除尘器+移动极板+WFGD+WESP+烟气再热器。

四、我国燃煤火电机组烟气治理技术未来发展预测

四、我国燃煤火电机组烟气治理技术未来发展趋势

1、烟气治理技术未来发展趋势

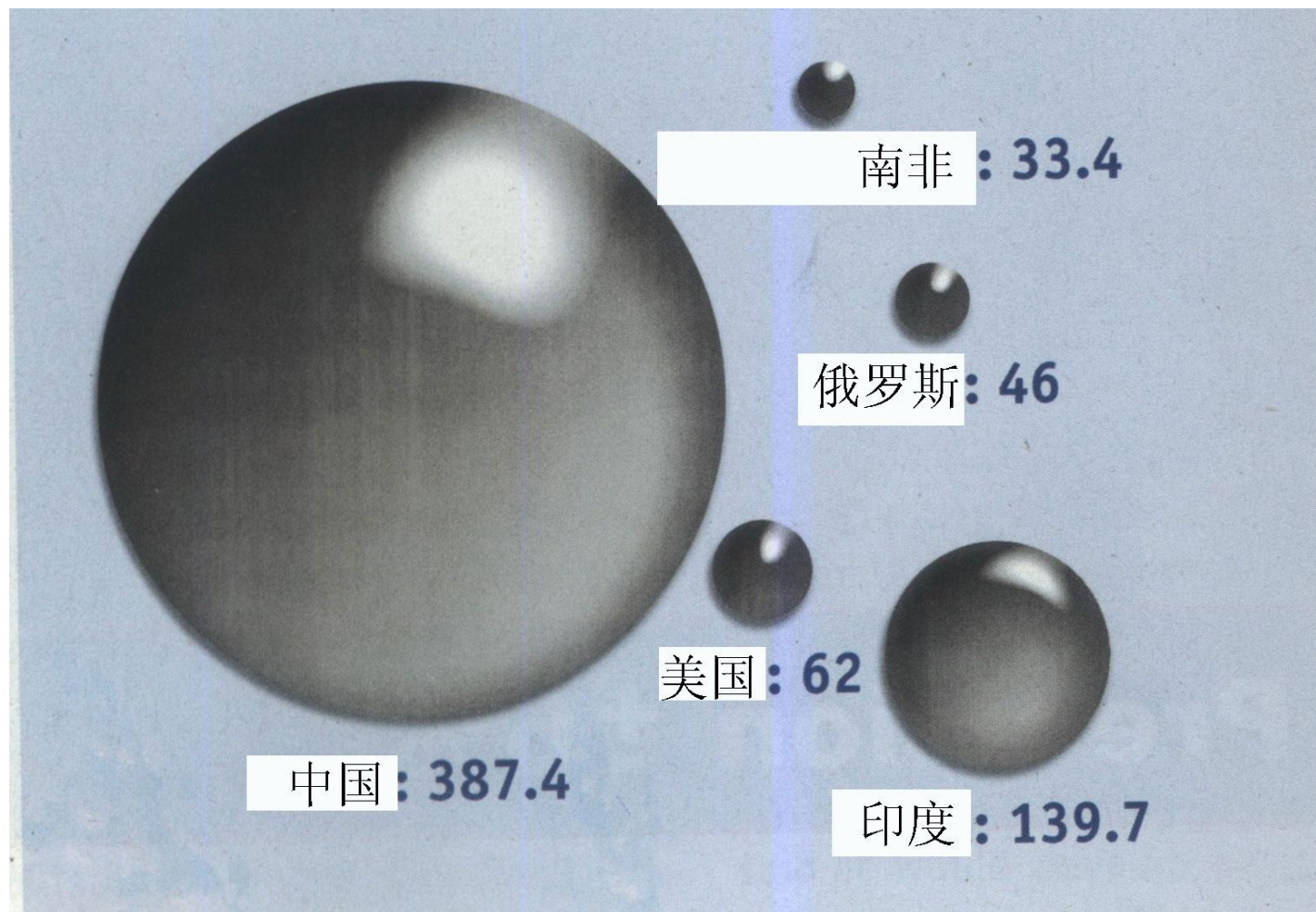
在国内大规模推进燃煤电厂烟气脱硫、脱硝、除尘“超低排放”的同时，我们应注意到燃煤电厂面临烟气治理更多的技术与工程应用课题，如：烟气脱汞等重金属、脱SO₃、PM_{2.5}等问题。

四、我国燃煤火电机组烟气治理技术未来发展预测

脱汞等重金属控制

我们分析在“十三五”期间，《火电厂大气污染物排放标准》将向汞等重金属排放控制方向发展，由于我国已经加入了联合国汞排放公约，且我国是世界上汞排放的大户，因此汞的控制更加严格将是其中最关键的环节，燃煤火电机组烟气脱汞技术的工程化深入研究和储备成为环保技术研究的重点。

四、我国燃煤火电机组烟气治理技术未来发展预测



联合国环境规划署 (UNEP) 的估计, 2005年

四、我国燃煤火电机组烟气治理技术未来发展趋势

• 汞控制方法的经济性和可行性比较

措施	投资费用	运行费用	说明
洗煤	中等	中等	一般去除效率可达30%。
混煤	很低	很低	次烟煤和烟煤混合，可能影响锅炉性能。
煤添加剂	很低	中等	会增加烟气的腐蚀性。
除尘装置	低	低	一般去除效率小于30%。
脱硫装置	很低	低	需要控制汞的再释放。
脱硝装置	中等	中等	可能需要更换催化剂种类。
活性炭喷射	低	高	飞灰的商业利用价值受到限制。
TOXECON	很高	高	保证飞灰的商业利用价值。

四、我国燃煤火电机组烟气治理技术未来发展趋势

燃煤火电机组 SO_3 和 $\text{PM}_{2.5}$ 控制

我国燃煤煤种的巨大差异使我们更加清醒的认识到烟气治理技术发展的复杂性，我国的云南、贵州、四川等地火电机组燃煤硫分高， SO_3 和 $\text{PM}_{2.5}$ 排放最为严重，我国的广西、湖南、湖北、山东、河南、河北等地大部分火电机组燃煤硫分较高，国家将会出台更为严格的标准要求， SO_3 和 $\text{PM}_{2.5}$ 排放控制技术的研究成为我们工作中不可忽略的环节。

四、我国燃煤火电机组烟气治理技术未来发展预测

2、必须尽早考虑燃煤火电机组烟气多污染物控制全流程的技术研究

考虑到国家目前重点控制的燃煤电厂粉尘、 SO_2 、 NO_x ，以及未来可能控制的 SO_3 、汞等重金属污染物指标的增加，细化多污染物控制技术全流程研究将是我们的研究重点。

谢谢!