

# 中国燃煤发电的现状&循环流化床 燃烧技术的发展

清华大学热能工程系  
岳光溪



清华大学  
Tsinghua University

# 中国燃煤发电的现状

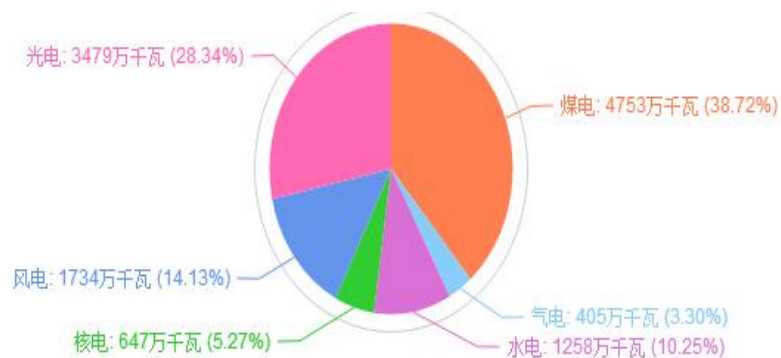
## 中国电力结构

年	总装机容量 MWe	年增长率, %	年发电量 TWh	年增长 率,,%	火电装机, MWe	占比%	火电发电量 TWh	火电占 比%
2005	517,190	16.67	2474.7	12.77	384,130	74.30	2018.0	81.55
2006	622,000	20.27	2834.4	14.54	484,050	77.82	2357.3	81.17
2007	713,290	14.36	3255.9	14.40	554,420	77.42	2698.0	82.86
2008	792,530	10.34	3433.4	5.45	601,320	75.87	2779.3	80.75
2009	874,070	10.23	3650.6	6.32	652,050	74.60	2981.42	81.67
2010	962,000	10.07	4141.3	13.4	706,630	73.45	3325.3	80.30
2011	1,055,760	9.3	4717.6	13.9	765,460	72.5	3793.5	80.4
2012	1,144,910	7.8	4977.4	5.51	819,170	71.5	3910.8	78.6
2013	1,247,380	8.95	5361.6	7.8	862,380	69.1	4143.9	77.3
2014	1,360,190	9.0	5545.9	3.4	915,690	67.3	4173.1	75.2
2015	1,525,270	10.21	5739.9	9.3	1,005,540	65.9	4230.7	73.7
2016	1,650,000	8.18	5990.0	5.2	1,050,000	63.36	4332.2	72.3

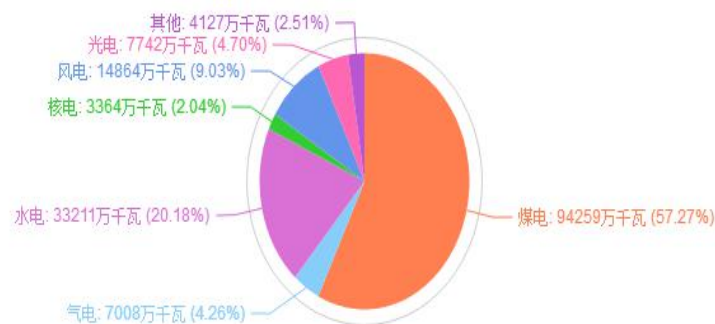


## 电力结构变化趋势

年	2020 总装机容量1998GWe						2030 总装机容量3000GWe					
电源	煤电	水电	风电	气电	太阳能	核电	煤电	水电	风电	气电	太阳能	核电
占比%	55.1	21	10	4.5	5	2.9	45	15	14	7	13	7



2016年新增发电能力  
结构

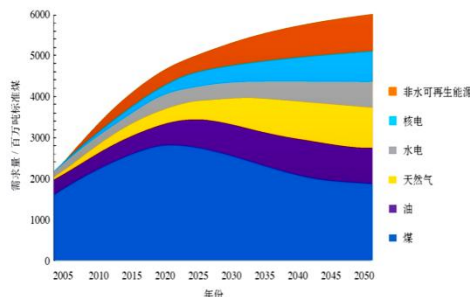


2017年总发电能力  
结构

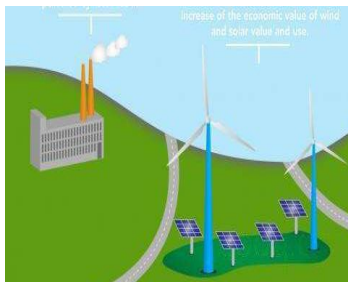


# 煤炭未来仍是我国能源保障的基石

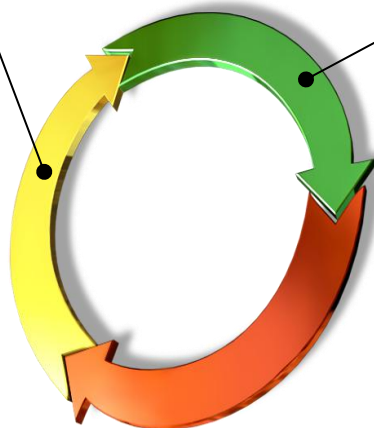
## 1. 我国能源消费需求 需求仍将持续 稳定增长



## 3. 可再生能源规模需 要煤电的有力支持



煤电将为可再生能源  
大比例消纳提供灵活  
调峰服务



## 2. 油气供应大幅增长 存在不确定性



我国原油进口主要来源

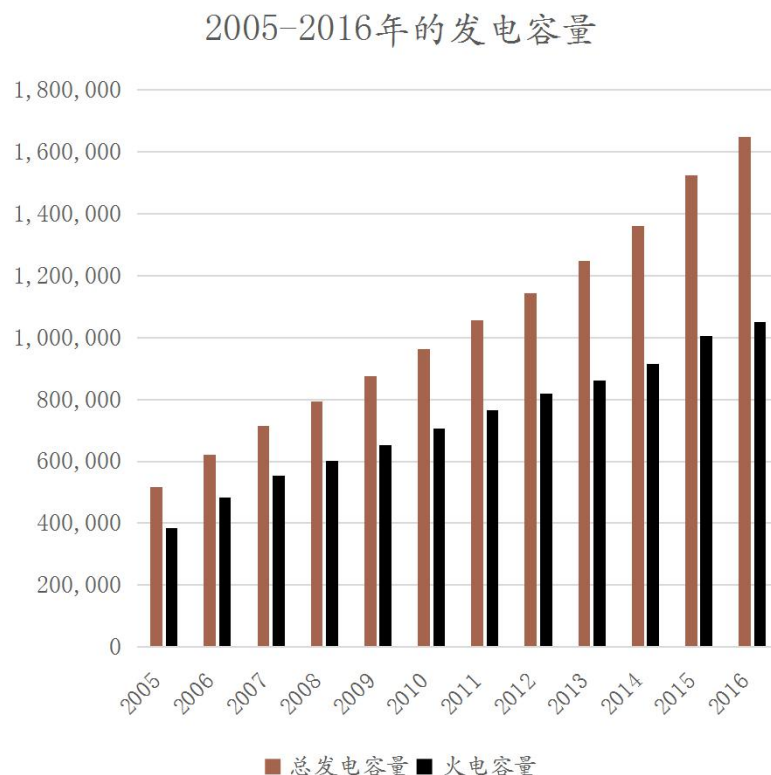


# 燃煤发电面临的挑战和应对

- 容量增加满足经济发展需求
- 提高效率，解决CO<sub>2</sub>减排的主要手段
- 降低污染，解决电力需求和污染排放的矛盾
- 提高负荷调节能力，解决消纳不稳定的可再生能源发电容量扩大



# 过去十余年我国火电的大发展



十多年的发电容量快速发展满足了我国工业化能源需求。近年的需求放缓，降低了发电设备利用小时数。但我国工业用电比例偏高。民用电比例远未达到世界水平。人均用电量尚有极大提高空间。

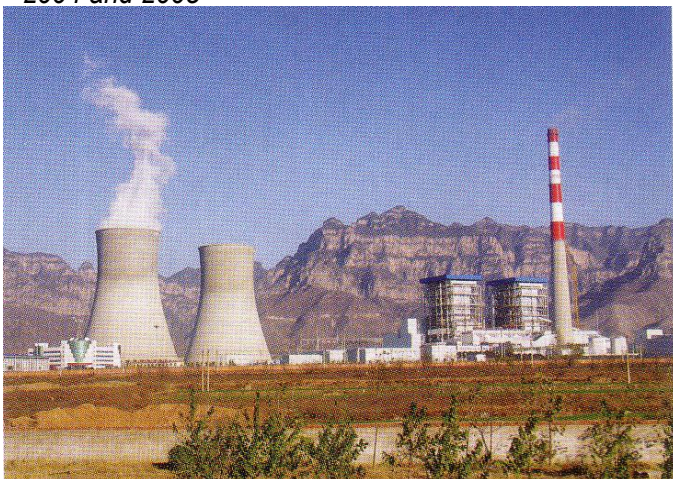




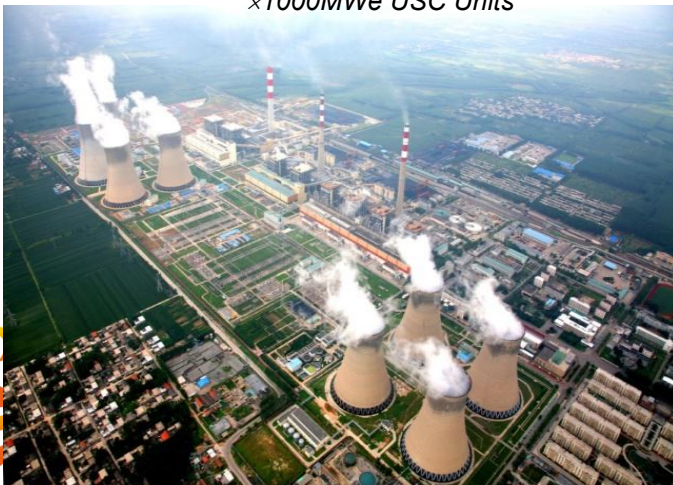
# 以大容量高参数化为特色的中国煤电发展

## 2006年我国步入超超临界发电技术

Huaneng Qinbei Power Plant 2×600MWe  
SCChina's first Localized SC Units in operation in  
2004 and 2005



Shandong Zouxian Power Plant 2×600MWe SC+2  
×1000MWe USC Units



Huaneng Yuhuan Power Plant 2×1000MWe USC Units  
China's first Localized 1000MWe USC Units in operation in 2006



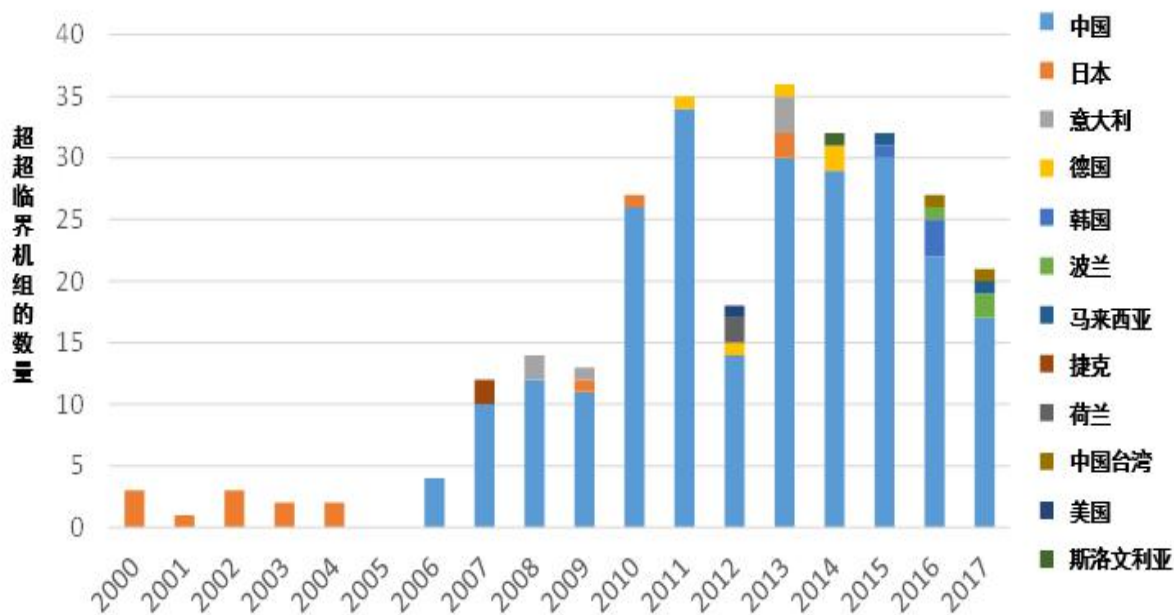
Shanghai Waigaoqiao Power Plant 2×900MWe  
SC+2×1000MWeUSC Units



# 我国已经成为超超临界燃煤发电大国

年	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1000 MWe 超超临界台数	0	4	4	8	7	17	23	10	16	18	16	13	10
660 MWe 超超临界台数	0	0	6	4	4	9	11	4	14	11	14	9	7
各年超超临 界机组容量 MWe	0	4000	7960	10640	9640	22940	30260	12640	16840	25260	25240	18940	14620

## 我国超超临界发电机组的增长

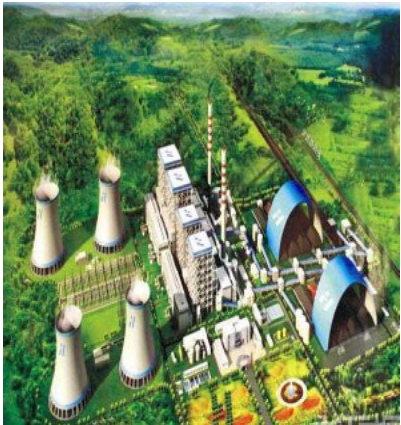


## 世界超超临界机组发展及分布





# 近年二次再热超超临界发电技术的发展



2015年6月27日和8月24日，华能安源电厂二次再热超超临界燃煤发电机组投产。该电厂设计参数为：31MPa / 600℃ / 620℃ / 620℃，供电煤耗273g/kWh。该机组锅炉在试运行期间负荷率达到103%，主汽压32.4MPa，一次再热和二次再热汽温均达到623℃

2015年9月25日，世界上首台二次再热百万千瓦超超临界燃煤发电机组——国电泰州电厂3号机组正式投入运营；设计参数：31MPa / 600℃ / 610℃ / 610℃。设计发电效率47.82%，设计发电煤耗256.82g/kWh，

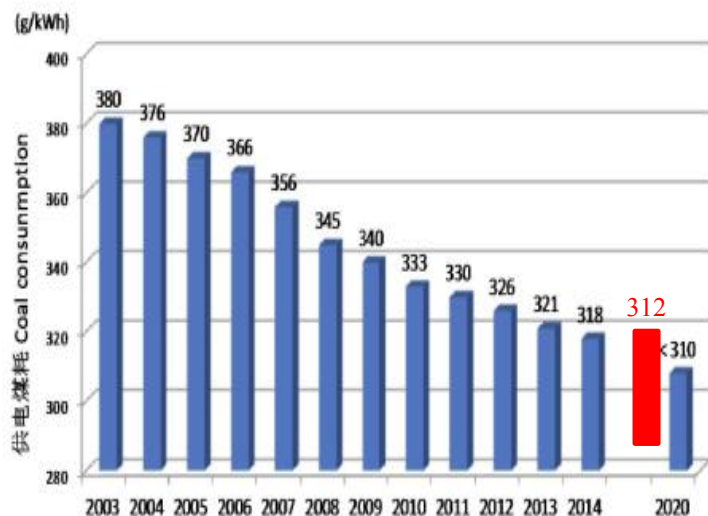
双再热机组项目表

机组名称	计划投运时间	燃料	容量(MWe)	蒸汽参数(°C/°C/°C/MPa)	设计供电效率(%)
华能安源 #1	2015-06	烟煤	660	600/620/620/31	46.87
华能安源 #2	2015-06	烟煤	660	600/620/620/31	46.87
国电泰州 #3	2015-09	烟煤	1000	600/610/610/31	47.94
国电泰州 #4	2015-09	烟煤	1000	600/610/610/31	47.94
华能莱芜 #6	2015	烟煤	1000	600/620/620/31	47.95
华能莱芜 #7	2015	烟煤	1000	600/620/620/31	47.95
粤电惠来 #1	2015	烟煤	1000	600/620/620/31	
粤电惠来 #2	2015	烟煤	1000	600/620/620/31	
国华北海 #1	2015	烟煤	660	600/620/620/31	
国华北海 #2	2015	烟煤	660	600/620/620/31	
国电蚌埠 #1	2015	烟煤	660	600/620/620/31	
国电蚌埠 #2	2015	烟煤	660	600/620/620/31	
大唐雷州#1	2017	烟煤	1000	600/620/620/31	
大唐雷州#2	2017	烟煤	1000	600/620/620/31	
华电句容#1	2017	烟煤	1000	600/620/620/31	
华电句容#1	2017	烟煤	1000	600/620/620/31	
江西丰城#2	2017	烟煤	1000	600/620/620/31	
申能安徽平山	2018	烟煤	1350	600/620/610/30	48.92



# 燃煤机组超临界化带来节能效果

2003-2016年中国燃煤机组  
年平均供电煤耗变化情况



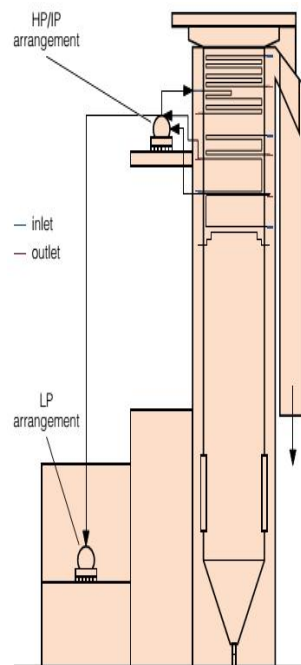
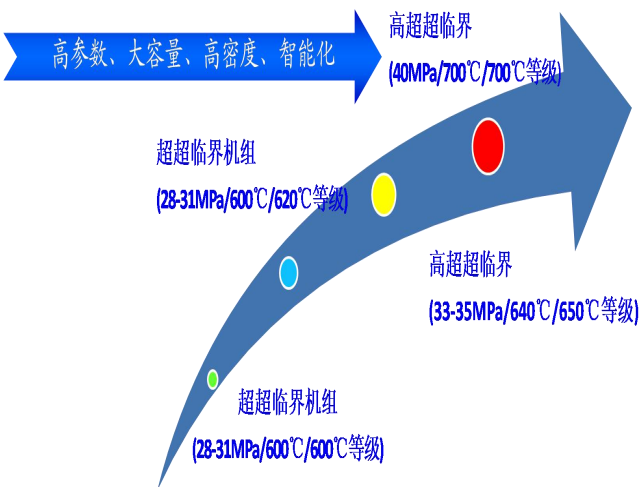
部分发电国家与中国燃煤机  
组平均供电煤耗对比

国家	美国 (2008)	德国 (2010)	英国 (2010)	韩国 (2010)	日本 (2010)	中国 (2016)
供电煤耗 (gce/kW h)	343	290	340	303	290	312

高参数机组的投入产出比？  
高效与可靠性的矛盾？  
高参数机组部分负荷运行的矛盾  
要业绩口号还是要经济效益？



# 超临界机组发展前景



项目	中国典型的1000MW e单再热超超临界机组	外三厂1000MWe单再热超超临界机组创新优化	常规设计1350MWe 600℃二次再热超超临界机组	高、低位设计的外高桥三厂1350MWe 600℃二次再热超超临界机组
热耗 (kJ/kWh)	7,320	7,140	6,996	6947
厂用电率 (%)	4.5	3.5	4.0	2.0
锅炉效率 (%)	93.6	95.5	94	95
管道效率 (%)	99	99	99	99
供电效率 (%)	43.4	46	46	48.92

外三建议的高低位布置超超机组及性能分析比较



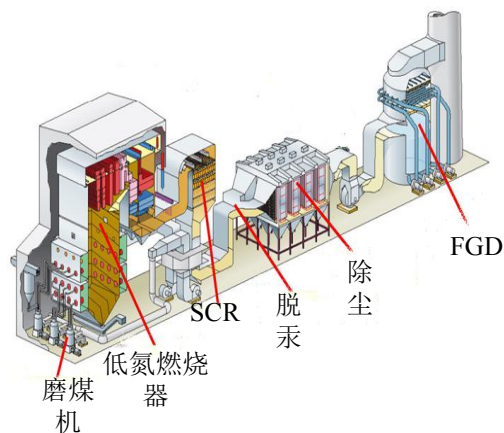
# 大型燃煤发电机组污染排放控制

燃煤发电污染排放标准的快速收紧三部曲：

2003 标准+强制安装脱硫

2011 实施100+100+50 的严格标准，强制安装脱硝

2015企业自发提出超低排放50+35+10 应对燃气发电



超低排放基本装置



污染物一体化脱除



# 我国燃煤发电的成果-经验与反思

- 燃煤发电的大发展支撑了我国工业化，现代化。功不可没。
- 今后燃煤应当向发电领域集中。大容量机组可以提高效率，保证污染控制的投入与运行监管。
- 可再生能源天生的分散性与不稳定决定了必须配置4倍以上的燃煤机组维持电网的稳定供电。可再生能源发电的发展需要逐步摆脱政府补贴，按技术特点和水平遵循市场规律发展。
- 我国的电力需求仍然有较大发展空间。今后应更注意遵循市场规律发展电力，按照电力需求安排发电能力的增长计划。逐步发挥出高参数高效电厂的节能优势。
- 我国50%的煤炭用于发电。近年的污染控制标准已经远超国外。从国外经验及近期国内的实践体会，燃煤发电对大气污染的影响比重已经降低，而引发的副作用日益明显。是否应更理性，更科学的检讨燃煤排放标准的制定哲学。
- 所有化石燃料都是肮脏的，只有发展清洁燃烧技术才能解决化石燃料污染问题，而不是更换所谓清洁燃料，去煤化。
- 脱离中国的国情，经济水平，用无底线的经济代价实现煤电超低排放甚至零排放是对经济发展的自残。





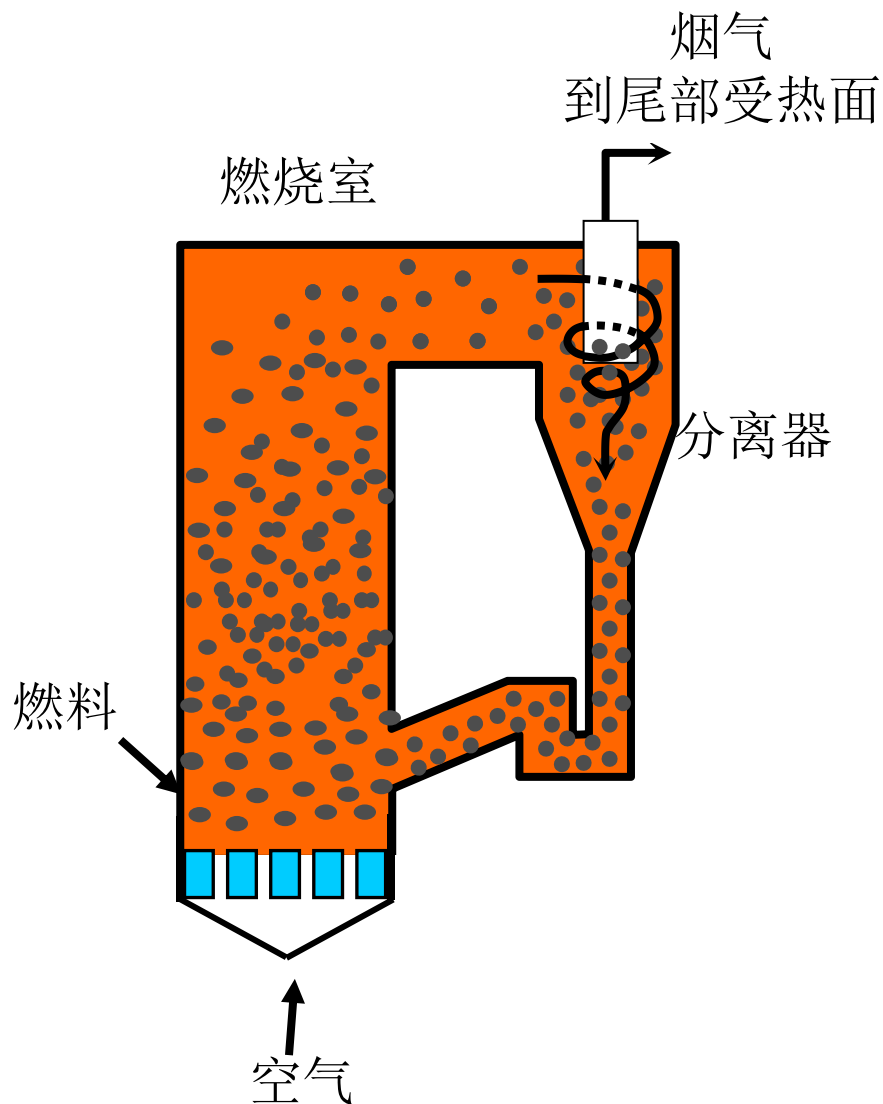
# 中国循环流化床燃烧 技术发展回顾与展望

岳光溪  
清华大学热能工程  
系教授



清华大学  
Tsinghua University

# 循环流化床燃烧特点



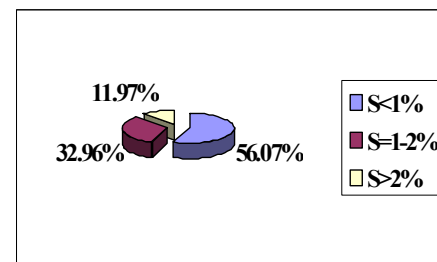
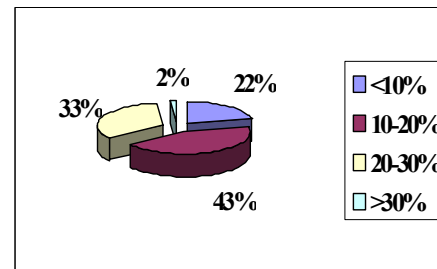
## 特点

- 适合劣质燃料
- 中温燃烧稳定  
(850~900°C)
- 燃料停留时间长
- 加入石灰石燃烧中脱硫
- 低氮氧化物排放

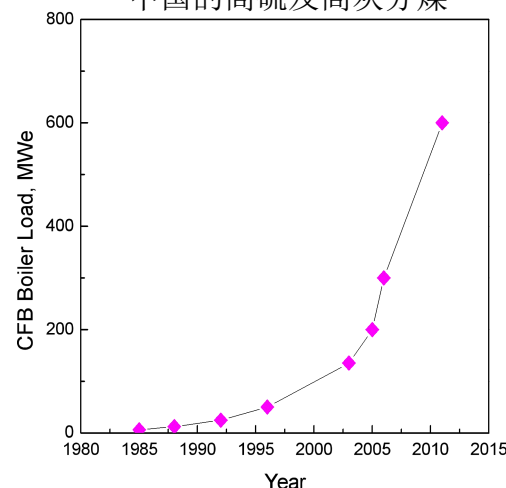


# 循环流化床燃烧技术在中国的地位

- 我国煤炭资源中高灰，高硫煤炭比重较大。洗煤过程产生大量矸石，洗中煤，煤泥需要利用。
- 循环流化床燃烧具备燃料适用性强,低成本干法燃烧中脱硫，低氮氧化物排放的优点。流化床燃烧仍然是大规模清洁利用此类燃料的最佳基本方式。
- 我国循环流化床燃煤发电总容量过亿千瓦。占燃煤发电总量10%以上
- 在热电供热市场占有率50%以上。
- 循环流化床清洁燃煤技术对我国污染控制影响极大，是对煤粉燃烧发电的重要补充。



中国的高硫及高灰分煤

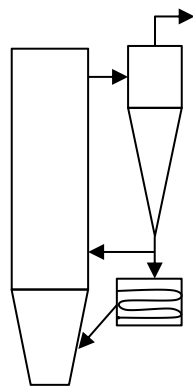


# 我国循环流化床燃烧研究开发状况

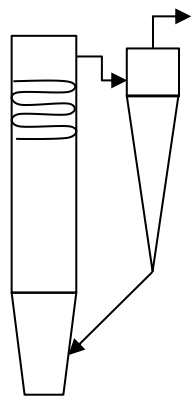
**背景：**循环流化床燃烧源自德国鲁奇公司的一个专利。该专利实质是采用化工氢氧化铝焙烧的快速床技术处理煤燃烧。而后国际上发展了若干循环流化床燃烧技术，均是采用类似的循环流化床流程，但采用不同设计参数，经验性的放大，构成特有的若干技术。

流程（process）和流化状态区域（fluidization regimes）是两个概念。

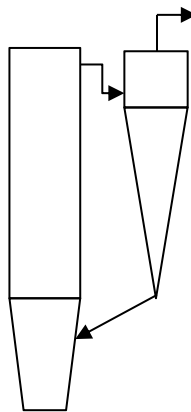
各种循环流化床技术外在**流程类似**，都是一个烟气携带物料颗粒上升的燃烧室和一个分离器与物料返送装置构成的物料循环系统。流程内在的气固两相流**流化状态**并不清楚，学术上有较大争论。



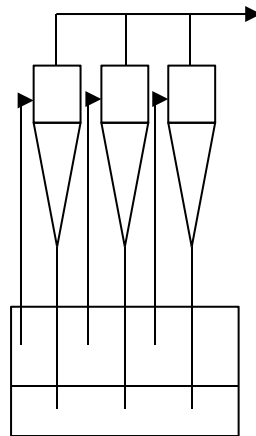
鲁奇CFB



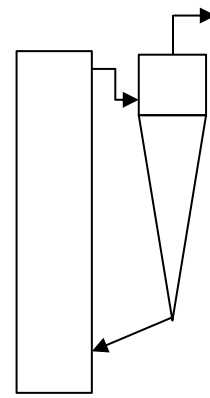
德国巴威



芬兰奥斯龙



美国CPC



美国FW



## 中国的循环流化床理论体系

中国在过去30年里，发展了自己先进的循环流化床燃烧理论，其核心点是：

1 确认所有循环流化床燃烧室上部的流化状态应该也必须是快速床，下部是鼓泡床状态

2 快速床形成的条件是燃烧室上部烟气速度超过对应颗粒的气力输送速度  $U_{tr}$ ，颗粒携带率超过颗粒的饱和夹带率。如果携带率小于饱和夹带率，则床内流化状态退化为鼓泡床及其扬析夹带状态。

3 根据携带率的不同，快速床状态也分为不同的子状态。世界上不同技术流派的根本区别仅在于快速床的子状态不同。

4 对应不同的快速床状态，则有相应不同的流动，传热，燃烧及结构设计参数。

5 因此循环流化床锅炉设计的核心是快速床的流化状态的设计。

上述认识是对国际循环流化床燃烧理论的基本修正。也为建立我国自己的循环流化床设计体系提供了理论支撑。

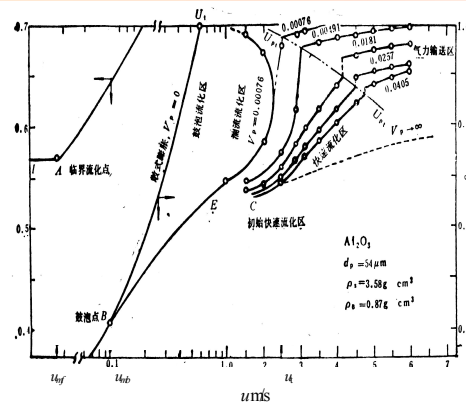




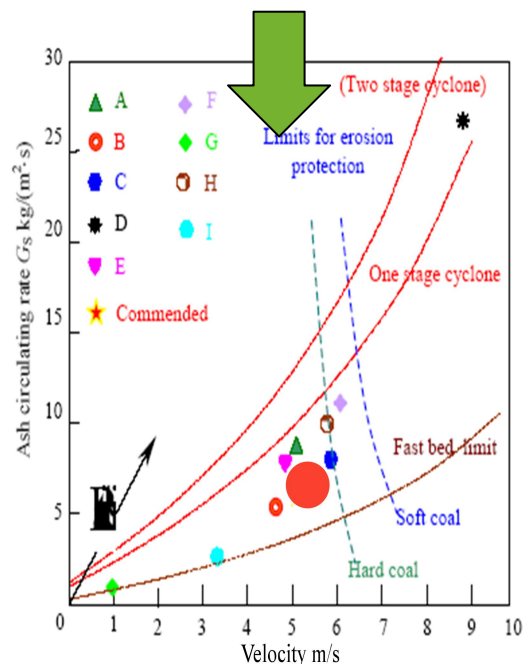
## 以循环床锅炉快速床状态的定态设计为核心的设计体系

清华根据流态化理论给出了循环床锅炉流态设计图谱

- 该图谱标识了循环床锅炉流态可选择区域
- 图谱也鉴别了鼓泡床（俗称沸腾炉）与循环流化床的状态分界线
- 标出了世界所有循环床燃烧技术在图谱中的位置。标出了适合中国煤种的状态选择优化区
- 该图谱把循环流化床设计从必然王国进入自由王国。



郭慕孙先生的广义流态化概念



# 循环床锅炉流态设计图谱

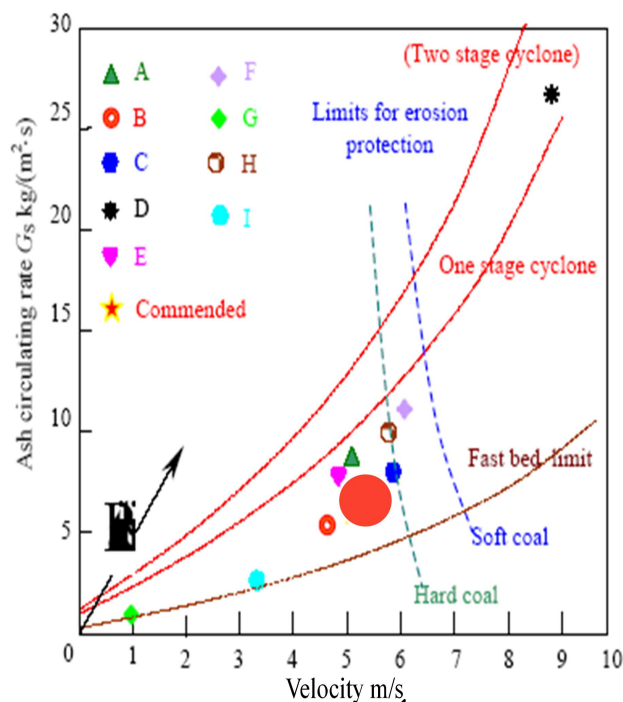
# 从理论到实践-中国循环流化床锅炉发展

## 里程碑之一

### 第一代国产循环流化床锅炉的发展

在流态图谱上对水平轴-流化风速设计流态进行了修正调整，大大缓解了燃烧室磨损，提高了可用率和煤种适应性。形成了中国第一代循环流化床技术。

第一代技术覆盖了从35-560吨/时工业锅炉，116MW以下容量供暖热水锅炉，135-300MW亚临界再热循环流化床发电锅炉及以致世界最大容量最高参数，600MW超临界循环流化床。主导了中国市场，并打入国外市场。





35-  
75t/h,



75-  
130t/h

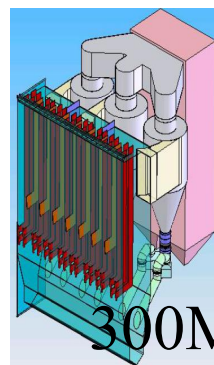
1<sup>st</sup> 1980-  
1990,  
learning



135MWe  
reheat

2<sup>nd</sup> 1990-  
2000,  
improvement

3<sup>rd</sup>, 2000-  
2005  
scaling-up  
and  
maturing



300MW

subcritical

4<sup>th</sup>, 2005-  
present  
developing



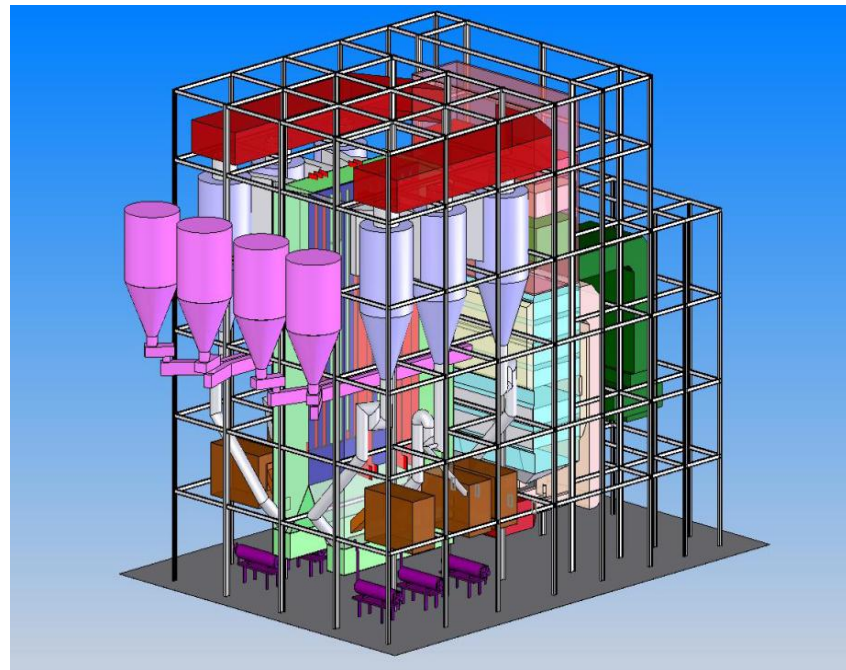
清华大学  
Tsinghua University

# 世界最大容量600MW 超临界循环流化床锅炉示范工程

## 中国循环流化床设计理论与直流强制循环水动力学的完美结合



600MW超临界循环流化床发电厂鸟瞰



600MW超临界循环流化床锅炉结构布置示意图





# 600MW超临界循环流化床示范工程性能世界领先

## 性能测试结论

测试性能全面达到设计预期，部分指标高于预期。膜式壁管间最大温差<17度,双曝光吊屏管间最大温差<28度.超临界循环流化床锅炉燃烧室的安全性指标优于超临界煤粉炉。证实benson 低质量流率水动力设计成功；

NO<sub>x</sub>，SO<sub>x</sub> 排放指标好于预期，证实燃用劣质煤的循环流化床可以低成本达到相关排放标准；

锅炉受热面设计精确；燃烧室温度设计与运行一致。而国外460MW超临界循环流化床设计运行温度误差39度。造成NO<sub>x</sub>排放超过设计值，达300mg/Nm<sup>3</sup>。因此不得不加装SNCR。

这是我国循环流化床研发，制造，运行水平达到世界领先的标志。该工程也被国外评价为循环流化床技术发展的里程碑

## 600MW超临界循环流化床性能测试结果

项目	单位	设计值	测试值
机组负荷	MW	600	620.05
主汽压力	MPa	25.39	23.64
主汽温度	℃	571	570.02
蒸发量	t/h	1819.1	1823.01
再热蒸汽压力	MPa	4.149	3.98
再热蒸汽温度	℃	569	567.64
减温水总量	t/h	142	109.2
床温	℃	平均890	密相区下部 854炉顶890
排烟温度	℃	128	141.47
锅炉效率	%	91.01	91.52
平均二氧化硫排放浓度	mg/Nm <sup>3</sup>	<380	192.04
钙硫摩尔比	mol/mol	2.1	2.07
脱硫效率	%	96.7	97.12
氮氧化物排放浓度	mg/Nm <sup>3</sup>	<160	111.94
粉尘排放	mg/Nm <sup>3</sup>	30	9.34
除尘效率	%		99.98

说明：锅炉测试在BECR负荷下进行，排放测试在额定负荷下进行。

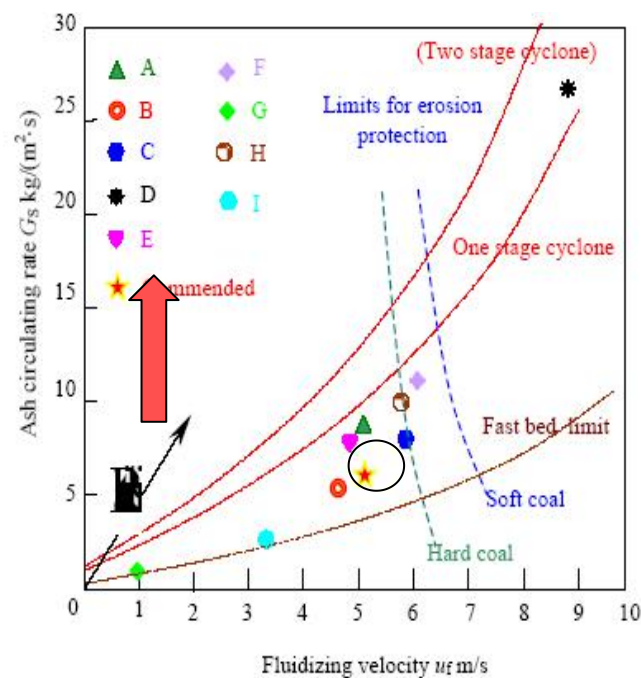




# 里程碑之二

## 流态重构节能型循环流化床燃烧技术

- 传统循环流化床技术存在：厂用电比煤粉炉高2-3%。燃烧室膜式壁下部严重磨损，影响可用率。
- 为解决上述问题。清华大学建议再次更动循环流化床流态图谱的纵轴-物料携带率，改变传统循环流化床流态设计定态区域，以达到减少流化风机压头节能和减少燃烧室磨损的建议。即所谓**基于流态重构的节能型循环流化床**。
- 该设想突破了循环流化床燃烧原有流态专利范围。是世界首创的新技术。

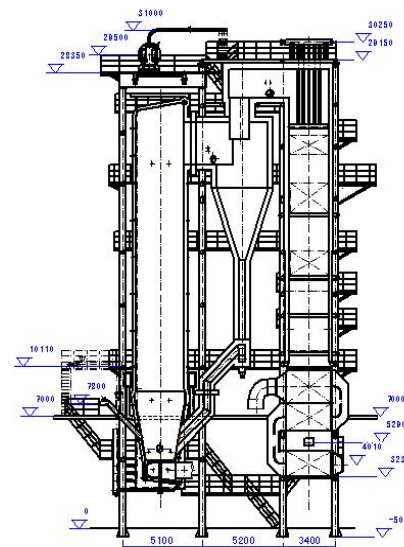


# 节能型循环流化床的实践

清华大学与太原锅炉厂在节能型循环流化床技术上形成产学研合作伙伴

第一次尝试：山西离石大土河电厂

- 在三台 75T/h 燃用洗中煤和泥煤的循环流化床锅炉实验结果证明可以将床压降运行在 3.2KPa 而不影响满负荷。
- 运行一年没有发生燃烧室水冷壁磨损。可用率超过95%。
- 一年运行节约厂用电5百万度。



Schematic of tested

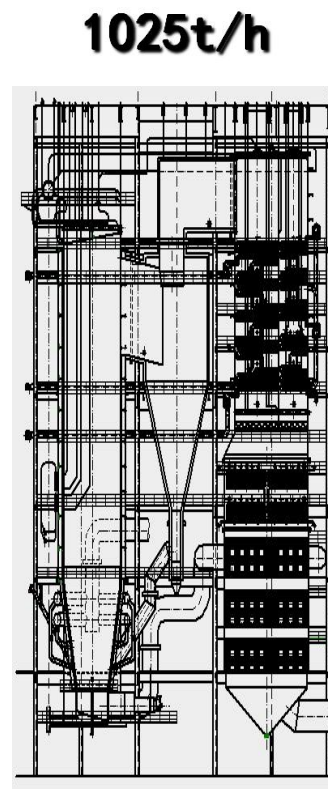
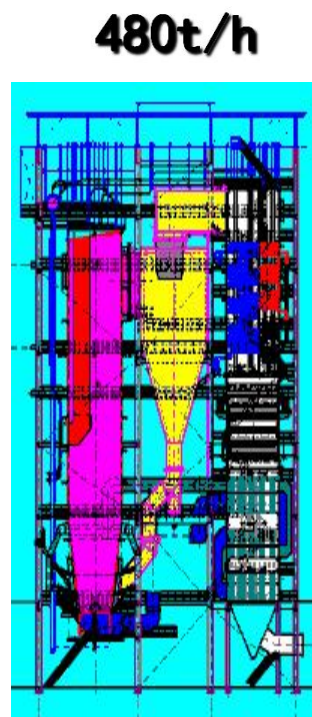
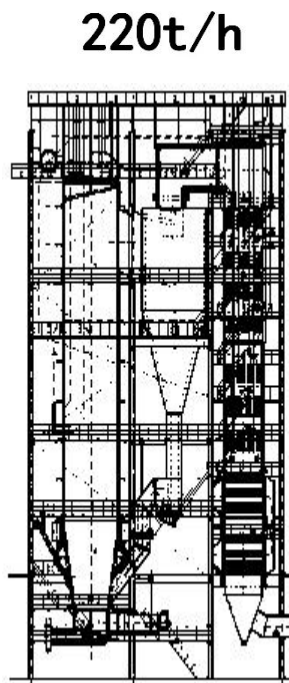
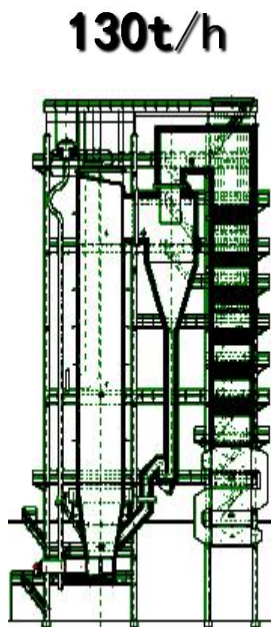
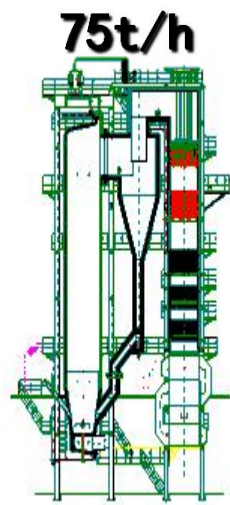


Overview of the tested boiler



# 流态重构节能型循环流化床技术的发展

自07年第一台投运后已经在太原锅炉厂形成产品系列，在国内中小容量循环流化床市场快速扩展占有率，并打入国外市场。



# 流态重构节能型循环流化床技术优势

- 在**经济性与可靠性**两方面取得了本质突破
- 节电：**风机节电30%**
- 节煤：**节煤达到2-3%**
- 低磨损：受热面几乎没有磨损；连续运行不小于6500小时；年运行不小于8000小时

2008年该技术通过鉴定，结论为：“具有完全自主知识产权…在节能降耗和防止磨损方面取得重大突破，**处于国际领先水平**。”

2009年获教育部科技进步一等奖。

2010年部十二科技五支撑项目立项支持，将本技术放大到100MW以上。

2011年国际循环流化床和流态化学术界授与清华大学个人《国际循环流化床成就奖》。

投运的节能型循环流化床达到数百台。在中国热电市场取得重要地位，并进入发电市场。





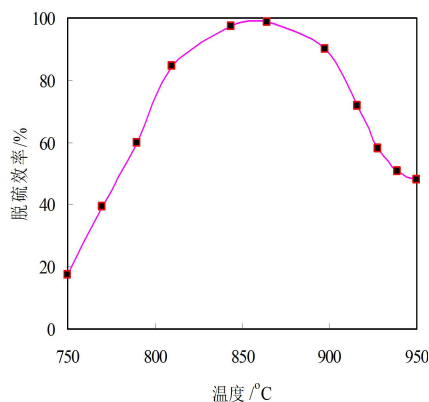
# 里程碑之三

## 循环流化床超低排放燃烧技术

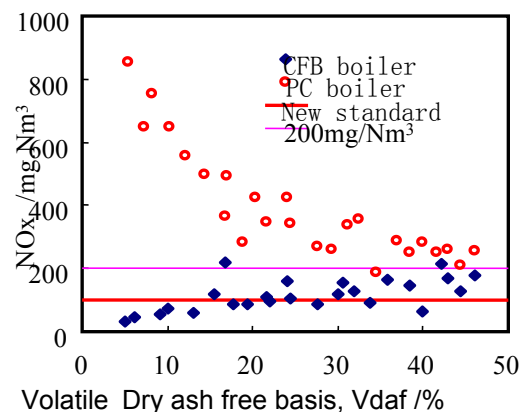
### 传统循环流化床燃烧炉内脱硫脱硝的能力

炉内脱硫:  $\text{Ca}/\text{S} = 2 \sim 2.5$  高硫煤 脱硫效率  $> 95\%$  排放  $300 \sim 400 \text{ mg}/\text{Nm}^3$   
低硫煤脱硫效率  $= 90\%$   
排放  $< 200 \text{ mg}/\text{Nm}^3$

炉内脱硝: 高挥发分煤  $< 200 \sim 300 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  低挥发分煤  $100 \sim 150 \text{ mg}/\text{Nm}^3$



循环流化床脱硫温度窗口



挥发分含量与NOx排放关系





# 循环流化床煤燃烧炉内污染控制能力面临的新挑战

2003-2013燃煤电厂排放两次排放标准的提升及超低排放标准的推进

排放物	2003标准	2013标准	超低排放指标
SO <sub>2</sub>	200	100	35
NO <sub>x</sub>	200	100	50
PM	200	30	10

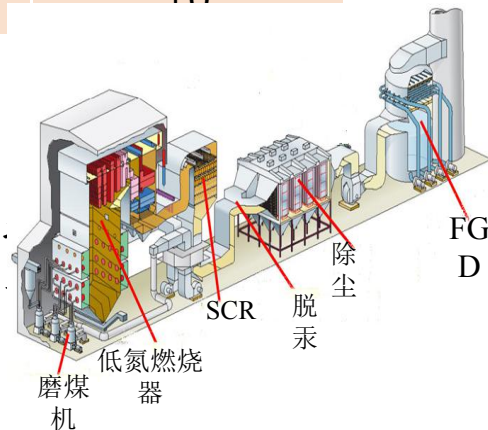
单位mg/Nm<sup>3</sup>

大型粉煤燃烧电厂采用：

低氮燃烧器+分级送风+SCR+FGD+湿式ESP

循环流化床：若采用同样办法就失去了低成本污染

中小型循环流化床：采用同样污染控制技术等同自



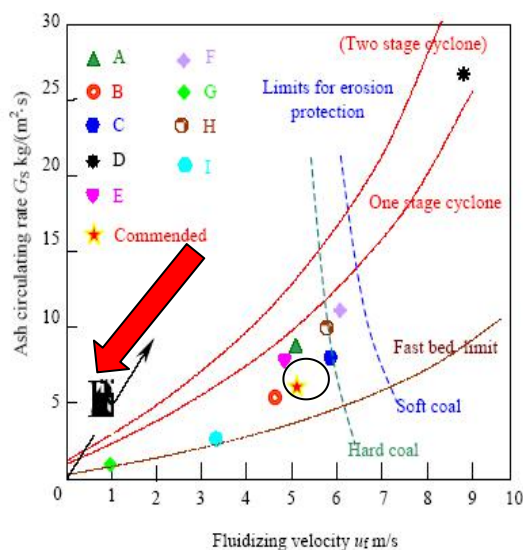
因此必须挖掘循环流化床燃煤污染控制的潜在能力，**以炉内控制为主**，解决低成本超低排放。这对于我国现有大量中小容量燃煤锅炉降低排放具有更为现实的意义。



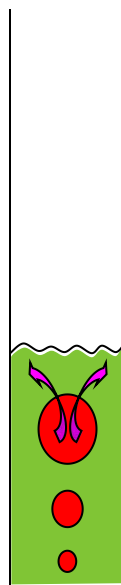
# 循环流化床燃烧污染控制的新思路

重新选择流态，挖掘循环流化床燃烧污染控制能力的潜力。提高床质量（即调整流态图谱第三轴-粒径），有可能降低石灰石粒度，提高比表面积，加强炉内脱硫效率。

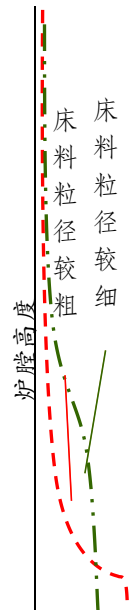
稀相区的物料粒度减小，浓度进一步提高，扩展还原性气氛的高度，强化主要燃烧过程还原性，有可能进一步降低 $\text{NO}_x$ 排放。



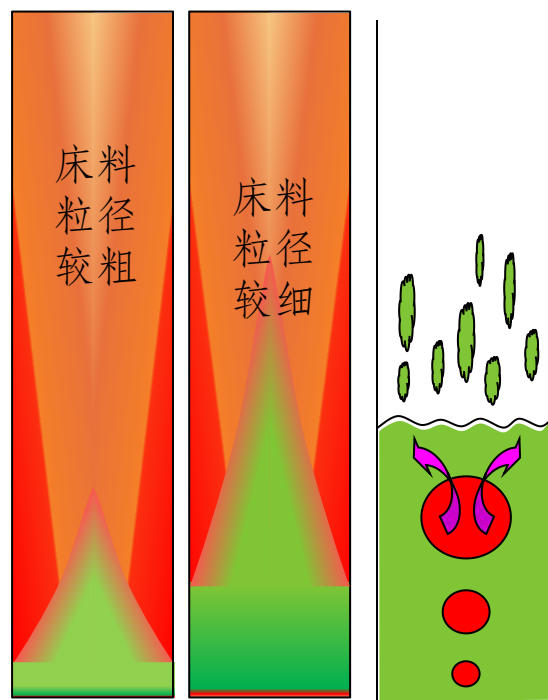
流态图谱的第三轴--循环物料粒度



清华早期发现的密相区燃烧还原性气氛



物料浓度分布



炉内还原性气氛



# 超低排放循环流化床工程示范

2015年山东淄博热电260吨/时超低排放示范。

燃用煤种 4000大卡贫煤 ( $S=0.58$ )。尾部湿法脱硫。

编号	moisture Mt %	Ash Aad %	volatile Vad %	Fix carbo n FCad %	Sulfur St, a d %	High Heat value Qgr, a r J/g	Low heat value Qnet, AR cal/g
	3.3	33.01	14.03	52.80	0.58	21900	5054

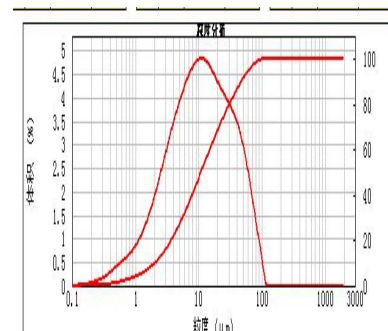
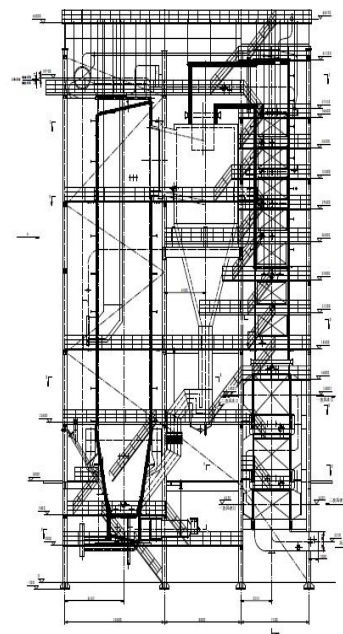
飞灰切割粒径降至10微米。循环灰中位粒径接近100微米。炉膛上部平均压降提高到60Pa/m.

经反复多单位测试

NO<sub>x</sub>原始排放稳定在20-30mg/Nm<sup>3</sup>

炉内脱硫实验Ca/S=1.5

SO<sub>2</sub><30mg/Nm<sup>3</sup>



出口CEMS参数	
SO <sub>2</sub>	24.49 mg/Nm <sup>3</sup>
O <sub>2</sub>	4.13 %
NO <sub>x</sub>	19.91 mg/Nm <sup>3</sup>



# 后续超低排放示范工程排放效果

山西霍州240吨/时燃用80%煤泥+20原煤，  
热值4000大卡，硫含量约0.9%。运行检测：  
 $\text{Ca/S}=2$ ， $\text{SO}_2=20\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，

$\text{NO}_x=40\text{mg}/\text{Nm}^3$

山东临邑恒力热电2 X 90T/h次高压循环流  
化床锅炉，燃用5000大卡含硫0.4-1.0%优质  
烟煤。采用炉内脱硫加SNCR加尾部半干法  
增湿活化。11月通过168小时试运行表明：  
尾部半干法仅喷水即可稳定实现小于  
 $35\text{mg}/\text{Nm}^3$ ， $\text{NO}_x$ 排放稳定小于  
 $50\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

上述成果超出了国内外对循环流化床污染  
控制能力的认知底线。引起国外学术界的  
重视。

近期在国内得到政府环保部门的注意，在  
热电行业有巨大反响。形成一批新建项目  
及锅炉环保改造项目。



出口CEMS参数	
SO2	24.49 mg/Nm3
O2	4.13 %
NOX	19.91 mg/Nm3



# 关于工业锅炉超低排放技术路线的探讨

环保部门已经认识到中小锅炉燃煤供热是比大型燃煤电站更为严重的大气污染源。

我国城市燃煤锅炉供热受到民众对雾霾频发的强大舆论压力及环保部门要求用天然气替换燃煤的行政压力，处境艰难。

中国国情决定在很长历史阶段除了北京上海等地，多数城市不得不仍然依靠燃煤供热。

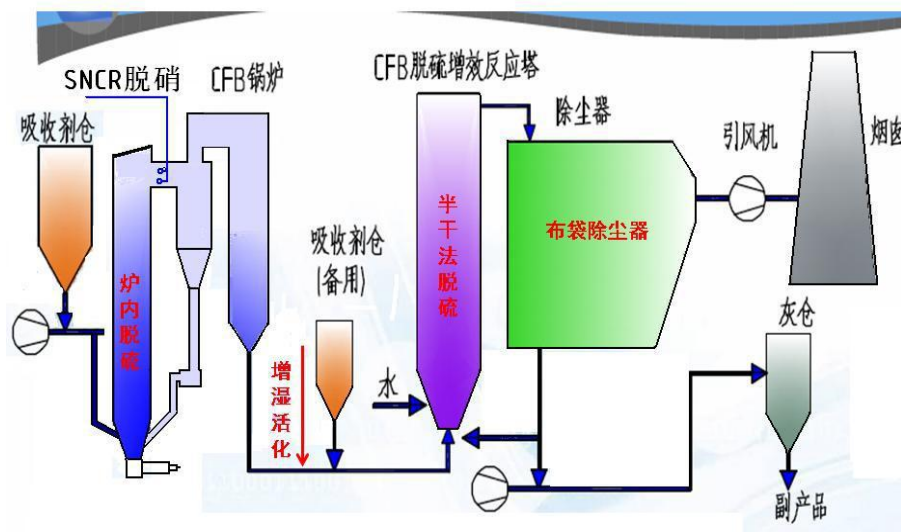
工业及供热燃煤锅炉基本上采用炉排炉，循环流化床及少量煤粉锅炉几类燃烧方式。

最近在超低排放循环流化床技术的进展给中小燃煤锅炉提供了一条高污染控制水平，经济可行的技术出路。





# 超低排放循环流化床技术工程路线



按照现有技术水平比较理想的低成本循环流化床燃煤锅炉的超低排放技术路线应当是：

对中低含硫的贫煤，无烟煤可以直接采用超低排放CFB技术，无需其他控制 $\text{NO}_x$ 和 $\text{SO}_2$ 的设备。

对高硫烟煤宜采用**超低排放CFB**，SNCR及半干法增湿活化（无需喷入石灰乳，仅喷水）二次脱硫仅作为补偿性污染控制措施，

该工程路线，投入少，运行成本低，没有湿法脱硫带来的废水处理问题和盐类引起的PM25排放问题。直接解决了未来关于重金属排放的要求。

未来可以在大型循环流化床燃煤发电机组推广。



# 结论

所有化石燃料都是污染性燃料。必须发展清洁燃料利用技术而不是在没有可靠的清洁能源来源时简单抛弃化石燃料。

循环流化床燃烧技术是一种燃料适应性广，低成本污染控制的清洁煤利用技术。

中国提出的循环流化床流化状态设计概念是循环流化床燃烧技术进步的核心。

中国通过改变循环流化床锅炉流化状态设置点已经改进了循环流化床锅炉的运行性能，并产业化。

近年通过流化状态的再次重构，可能发展出一种低成本，以燃烧过程气体污染物控制为主的超低排放燃煤技术。这个技术将对我国热电，供热的污染排放产生重要影响。

