



“十二五”电力环保专题之一：

——排放新政可望为电力环保产业带来历史性机遇

报告日期：2011 年 8 月 26 日

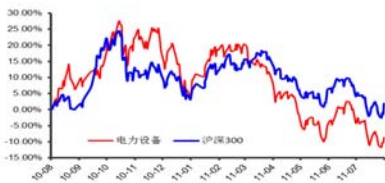
行业评级：

电力设备 同步大盘

重点公司评级：

先河环保	买入
九龙电力	买入
龙源技术	增持
燃控科技	增持
山大华特	增持
龙净环保	增持

行业指数走势：



风险因素：

成本压力和电价补贴政策对电力环保的推进有重要影响。

研究员：卢小兵 叶旭晨

证书编号：S0990511020002

S0990511010006

Tel: 010-84010711

E-mail: luxb@ydzq.sgcc.com.cn

yexc@ydzq.sgcc.com.cn

投资要点：

● 我国大气污染依然严峻的现状,决定了必须对污染源采取严格的规范限制措施,而火电在我国能源结构中所处的地位决定了对燃煤电厂的污染物排放进行严格的控制已成为必然之选。

● 年初出台的《火电厂排放标准(二次征求意见稿)》经过广泛的意见征询已临近正式发布,污染物排放限值标准有望继续从严,将为电力环保产业带来历史性机遇。

● 二次征求意见稿明确规定新建、已建脱硝装置和预留脱硝场地的燃煤电厂氮氧化物的排放限值调整为 $100\text{mg}/\text{m}^3$,表明了氮氧化物排放的治理已成为新一轮电力环保的重点。按照新标准测算,到 2015 年,需要新增烟气脱硝容量 8.17 亿千瓦,若都以安装高效低氮燃烧器和 SCR,以老机组改造每千瓦脱硝装置投资为 280 元,新机组加装每千瓦脱硝装置投资为 150 元计算,共需脱硝投资 1950 亿元,未来五年脱硝产业每年将新增 400~500 亿的市场份额。

● 大气污染在线监测有望成为新的亮点,标准的从严,在重金投资污染治理的同时,也必然会加大对治理效果的考察,根据测算,若将所有燃煤机组都安装烟尘及二氧化硫在线监测装置,其中涉及火力发电、供热中心及 20 吨以上的锅炉等上万个污染点源,烟气在线自动监测系统预计市场总体规模在 13000 套左右,有望保持 30% 的福和增长率,空间巨大。

● **风险提示：**作为最为严厉的排放限制标准,进一步采取脱硝和脱硫等减排手段,将大大提升电力企业的经营压力,因此,电价的补贴政策对此次环保改革至关重要。

目 录

一、我国大气污染状况依然严峻.....	4
（一）我国大气污染状况依然严峻.....	4
（二）煤烟型污染仍为大气污染的主导.....	4
（三）电力工业是大气污染治理的重中之中.....	5
二、我国电力环保通过积极管控已取得一定成绩.....	6
（一）烟尘排放和治理现状.....	7
（二）二氧化硫排放和治理现状.....	8
（三）氮氧化物排放和治理现状.....	9
（四）重金属汞的治理现状.....	10
三、新的电厂污染物排放标准趋向严格从紧.....	11
（一）对氮氧化物的调整明显从严.....	12
（二）二氧化硫限值进一步从紧.....	12
（三）新增了燃煤电厂汞排放要求.....	12
（四）引入了特别排放限值规定.....	13
四、新标准将催生电力环保产业新机遇.....	13
（一）脱硝的投入将显著增加.....	13
（二）脱硫的投入也随之拓展.....	14
（三）烟尘的追加投入影响不大.....	15
（四）除汞主要依托脱硫和脱硝的协同效应.....	16
五、电力环保产业的投资逻辑.....	16
（一）投资的重点机会主要在于脱硝市场.....	16
（二）脱硫市场起色不大但仍值得关注.....	17
（三）大气污染物的在线监测有望成为新亮点.....	17
（四）电力环保所涉部分上市公司.....	18
六、风险提示.....	19

表格索引

表 1: 我国能源消费总量及结构比例状况.....	5
表 2: 截至 2010 年我国电力装机情况.....	6
表 3: 我国电力除尘的分阶段情况.....	7
表 4: 主要脱汞方法一览	11
表 5: 我国燃煤机组大气污染物排放标准对比.....	13
表 6: 我国电力脱销市场预测.....	14
表 7: 我国电力脱硫的排放预测比较.....	15
表 8: 我国电力除尘的排放预测.....	16
表 9: 我国电力除汞的排放预测.....	16
表 10: 市场排名前五的脱硫企业市场占有情况.....	17
表 11: 电力环保所涉部分上市公司一览.....	18

图示索引

图 1: 污染大气的排放及酸雨的腐蚀效应.....	4
图 2: 煤炭终端消费和中间消费各类别的结构变化.....	5
图 2: 2010~2009 年全国粉尘排放情况	7
图 4: 2005~2009 年全国燃煤电厂烟气脱硫机组发展情况.....	8
图 5: 2009 年底全国脱硫机组构成.....	9
图 6: 2005~2009 年全国燃煤电厂二氧化硫排放情况.....	9
图 7: 2005~2010 年全国燃煤电厂脱硝装机容量及其排放绩效.....	10

一、我国大气污染状况依然严峻

（一）我国大气污染状况依然严峻

近几年来，随着我国对大气污染防治工作的不断加强，我国的大气污染防治工作取得了很大的成效，但由于种种原因，我国大气环境面临的形势仍然非常严峻，大气污染物排放总量居高不下，具体表现为：城市大气环境中总悬浮颗粒物浓度普遍超标；二氧化硫污染一直在较高水平；机动车尾气污染物排放总量迅速增加；氮氧化物污染呈加重趋势。根据国家环保部的统计，“十一五”期间，全国二氧化硫年排放量高达1857万吨，烟尘1159万吨，工业粉尘1175万吨。全国大多数城市的大气环境质量超过国家规定的标准，全国47个重点城市中，约70%以上的城市大气环境质量达不到国家规定的二级标准；参加环境统计的338个城市中，137个城市空气质量超过国家三级标准，占统计城市的40%，属于严重污染型城市。酸雨区污染日益突出，酸雨区由80年代的西南局部地区发展到现在的西南、华南、华中和华东4个大面积的酸雨区，酸雨覆盖面积已占国土面积的30%以上，我国已成为继欧洲、北美之后的世界第三大重酸雨区。

图 1：污染大气的排放及酸雨的腐蚀效应



火电厂排烟

化工厂排烟

被酸雨腐蚀的石像

（二）煤烟型污染仍为大气污染的主导

由于我国的能源禀赋条件，一直以来煤炭都是我国的主要一次能源。我国煤炭资源主要分布在华北和西北地区，根据第三次全国煤田勘察预测资料，我国煤炭资源总量为55697.49亿吨，其中探明保有资源量10176.45亿吨，预测资源量45521.04亿吨，剩余探明可采储量约占世界的13%，列世界第三位。由于资源丰富，1990~2005年煤炭在我国一次能源的生产和消费中占比均高达70%，2006至今虽然其占比有所下降，但下降幅度不大，一直维持在65%以上，并且近两年来又有回升。

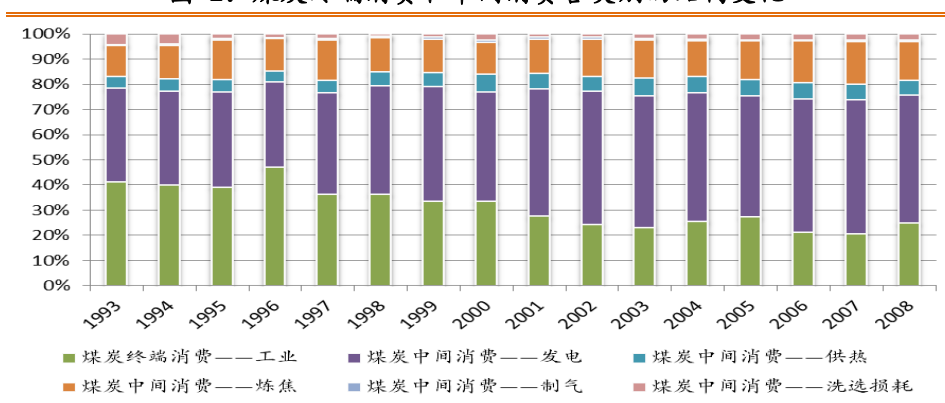
表 1：我国能源消费总量及结构比例状况

年份	能源消费总量 (万吨标准煤)	煤炭	石油	天然气	水电、核电、 风电
1991	103783	76.10	17.10	2.00	4.80
1992	109170	75.70	17.50	1.90	4.90
1993	115993	74.70	18.20	1.90	5.20
1994	122737	75.00	17.40	1.90	5.70
1995	131176	74.60	17.50	1.80	6.10
1996	138948	74.70	18.00	1.80	5.50
1997	137798	71.70	20.40	1.70	6.20
1998	132214	69.60	21.50	2.20	6.70
1999	133831	69.09	22.57	2.14	6.20
2000	138553	67.75	23.21	2.35	6.69
2001	143199	66.68	22.87	2.55	7.90
2002	151797	66.32	23.41	2.56	7.71
2003	174990	68.38	22.21	2.58	6.83
2004	203227	67.99	22.33	2.60	7.08
2005	224682	69.10	21.00	2.80	7.10
2006	246270	69.40	20.40	3.03	7.20
2007	265583	69.50	19.70	3.50	7.30
2008	285000	68.67	18.68	3.77	8.89
2009	305000	70.10	18.70	3.85	7.35

资料来源：根据能源网数据资料整理

以煤炭为主导的能源结构，也决定了我国煤烟型污染成为大气污染的主导。从煤炭的消费趋势看，以燃烧为重要生产过程的工业终端消费和火力发电中间消费量一直保持在煤炭总消费量70%的水平，如果加上供热的煤炭消费量，则占总消费量的75%左右，因此，在我国的大气污染检测中，如粉尘、二氧化硫、氮氧化物、一硫化碳等污染源都来自燃煤的排放。

图 2：煤炭终端消费和中间消费各类别的结构变化



资料来源：wind 资讯

（三）电力工业是大气污染治理的重中之重

从我国电力工业的发展和最终能源的使用形式看，从 1996 年起，我国发电装机容量

和发电量均已稳居世界第二位。截至2010年底，全国全口径发电设备容量96219万kW，其中，火电装机70663万kW，约占总容量的73.44%；2010年全国全口径发电量42280亿kWh，其中，火电34145亿kWh，占整个发电量的81%。由于火电生产多以煤炭、石油、天然气等化石能源作燃料，电力需求的快速增长在带来巨大经济效益和社会效益的同时，也带来了严重的资源枯竭和环境污染问题。目前，我国火电燃料燃烧产生的SO₂占全国排放总量的53%，烟尘排放量占全国排放总量的20%，电力工业已成为我国节能降耗和污染减排的重点领域。

表 2：截至 2010 年我国电力装机情况

指 标 名 称	单 位	2010 年	5 年年均增长 (±、%)
全口径发电装机容量	万千瓦	96219	13.22
水 电	万千瓦	21340	12.70
其中：抽蓄	万千瓦	1525	
火 电	万千瓦	70663	12.54
其中：燃煤(含煤矸石)	万千瓦	65011	
其中：气电	万千瓦	2668	
核 电	万千瓦	1082	9.59
风 电	万千瓦	3107	
其 他	万千瓦	26	
其中：光伏	万千瓦	24	

资料来源：中电联

按照电力工业的“十二五”初步规划，到2015年，全国总装机容量将达到14.36亿千瓦，“十二五”其间年均增长8%，全国全社会用电量将达到5.42万亿~6.32万亿千瓦时，年均增长6%~8.8%。尽管煤电的装机和发电比重将相应下降，在“十二五”期间一次能源消费目标比重从2009年的70%以上下降到63%左右，但由于基数增大，火电的绝对量仍保持一定的增长，因此，在“十二五”乃至“十三五”期间，火电行业仍将是大气污染防治领域的重点。

二、我国电力环保通过积极管控已取得一定成绩

截至目前，我国已先后四次颁布实施有关火电厂大气污染物的排放标准，分别为：《工业企业“三废”排放试行标准》（GBJ4-73）、《燃煤电厂大气污染物排放标准》（GB13223-91）、《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-1996）和《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2003），现行的标准为GB13223-2003。总体而言，“十一五”期间，我国电力行业燃煤电厂的大气污染物控制取得了很大成就，控制情况处于

世界先进水平，尽管火电装机容量在这段时间增长了10倍以上，但烟尘排放总量略有下降；SO₂控制取得明显成效，为全国完成节能减排目标做出了决定性的贡献；NO_x控制初见成效，烟气脱硝工程开始建设。

（一）烟尘排放和治理现状

我国燃煤电厂烟气除尘技术经历了由初级到高级的发展过程。最初的电厂除尘设备比较落后，几乎全部是低浓度的水力除尘方式。为了满足环保、节水、减少投资，以及提高灰渣综合利用等方面的要求，电厂除尘逐渐向多类型除尘模式探索，先后发展了高浓度水力除尘、气力除尘和机械除尘。除尘器的选用由初期的旋风除尘器、多管除尘器、水膜除尘器等到20世纪80年代起广泛使用的静电除尘器，近年来随着袋式除尘器滤袋材料性能的改善及排放标准的严格，袋式除尘器和电袋除尘器应用呈上升趋势。

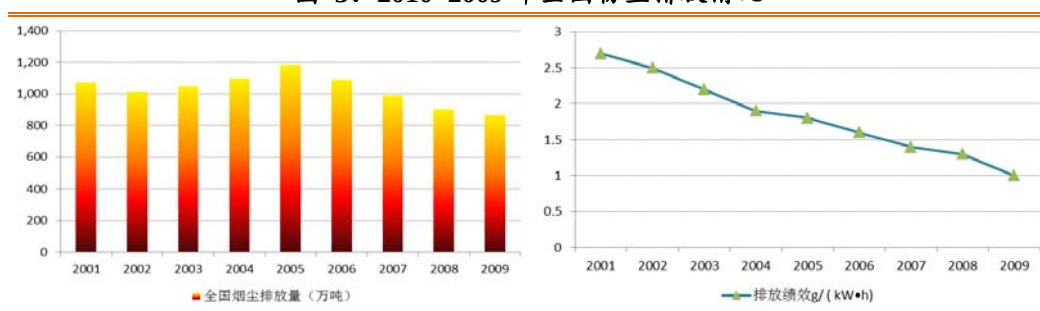
表 3：我国电力除尘的分阶段情况

时间	对应的排放浓度水平（均值）	主要除尘技术特征
50、60 年代	2000mg/m ³	低浓度水力除尘方式
60、70 年代	1800mg/m ³	多管除尘、斜棒栅除尘器为主
80 年代	1000 mg/m ³	电除尘开始发展
1983~1993 年	600 mg/m ³	电除尘迅速推广、逐渐成为主力除尘设备
1994~1999 年	200mg/m ³	电除尘普及、袋除尘器取得实验性成功
2000~2004 年	50mg/m ³	电除尘占 95%
2005~2009 年	30mg/m ³	袋及电袋除尘器份额继续增加
当前	<30mg/m ³	最佳可行技术

资料来源：根据相关文献资料整理

目前，燃煤电厂烟尘控制已发展到应用最佳可行技术阶段。燃煤电厂排烟除尘方式以静电除尘为主，采用静电除尘器的锅炉容量占95%以上。随着环保要求的不断趋严，布袋除尘器和电袋除尘器比例逐步提高。

图 3：2010~2009 年全国粉尘排放情况



资料来源：国家环保部

目前，适用于电站锅炉的布袋除尘器、电袋除尘器均已经实现了国产化，并在国内20万~60万kW机组应用。2009年，在全国火电装机容量相比上年增长8%，火电发电量比上年增加7.45%的情况下，我国的烟尘排放总量为315万吨，环比下降4.5%；全国火

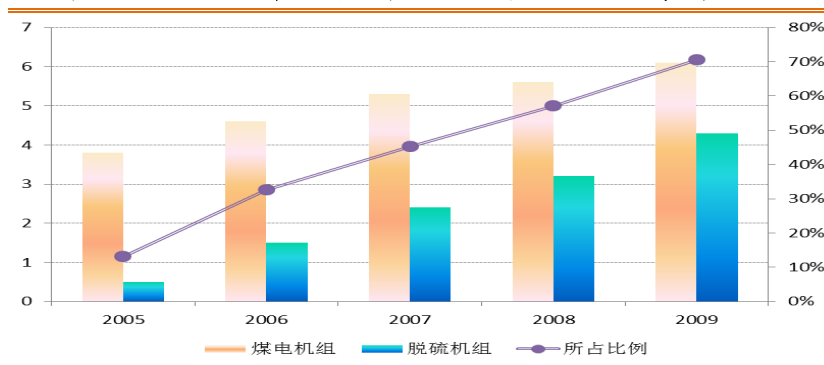
电厂烟尘平均排放绩效达到 $1.0\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ ，环比下降 $0.2\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。

（二）二氧化硫排放和治理现状

自90年代中期开始，我国陆续从国外引进近十种脱硫技术并在不同燃煤电厂开展脱硫工艺试点。2003年至2007年，随着新建燃煤机组装机容量的增加和国家二氧化硫减排力度的加大，烟气脱硫市场需求急剧扩大，脱硫公司数量迅速增加，燃煤电厂脱硫装置建造和投运容量大幅增长，拥有自主知识产权脱硫技术的专业脱硫公司不断发展壮大，脱硫行业基本形成典型湿法为主、多种工艺并存的技术路线，我国烟气脱硫行业逐步形成了以消化吸收为主、鼓励自主创新的产业化发展模式。

由于烟气脱硫快速发展而出现的部分建造质量不过关、脱硫投运率低、运行维护专业化水平低、运行效果差，脱硫公司良莠不齐、技术创新动力不足等问题，为此，自2008年开始，国家又推行火电厂烟气脱硫特许经营新机制，以促进烟气脱硫行业健康良性发展，提高火电厂烟气脱硫技术和服务产业化水平，由火电厂将脱硫电价等政策形成的收益权以合同形式特许给专业脱硫公司并由脱硫公司承担脱硫设施的投资、建设、运行、维护及日常管理，随着特许经营试点和试点外项目的不断推进，行业内建造和特许经营两种模式并存发展的局面。

图 4：2005~2009 年全国燃煤电厂烟气脱硫机组发展情况



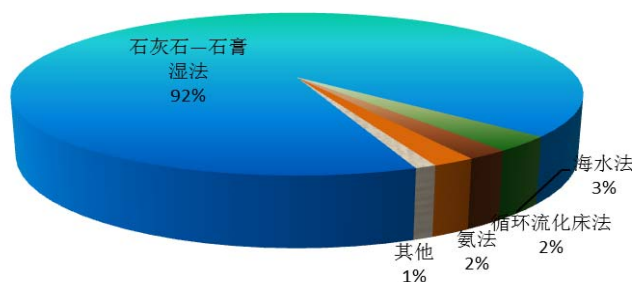
资料来源：国家环保部、中电联

目前，国内外普遍采用的脱硫方法可分为燃烧前脱硫、燃烧中脱硫和烟气脱硫三大类：一是燃烧前脱硫。包括洗煤、煤气化、液化及利用机械、电磁等物理技术对煤进行脱硫，但该方法只能脱除煤中部分硫（主要是无机硫），不能从根本上解决二氧化硫对大气的污染问题；二是燃烧中脱硫。主要包括炉内喷钙、流化床添加石灰石（即循环流化床锅炉燃烧技术）等；三是烟气脱硫。可分为湿法、半干法及干法三大类，其中，石灰石—石膏湿法脱硫工艺脱硫效率高、工艺成熟，现今已成为国内外的主流技术。

据中国电力企业联合会统计，截至2009年底，燃煤电厂烟气脱硫机组容量达到4.73

亿kW，比2008年增长29.5%，是2000年的90余倍。全国烟气脱硫机组占煤电机组的比例约为76%，比2008年增加12个百分点。在全国已投运的烟气脱硫机组中，30万kW级及以上烟气脱硫机组占86%。从脱硫的技术路线选择上，石灰石—石膏湿法仍是主要脱硫方法，占全部脱硫机组的92%，其余脱硫方法中，海水法占3%，烟气循环流化床法占2%，氨法占2%，其他方法占1%。

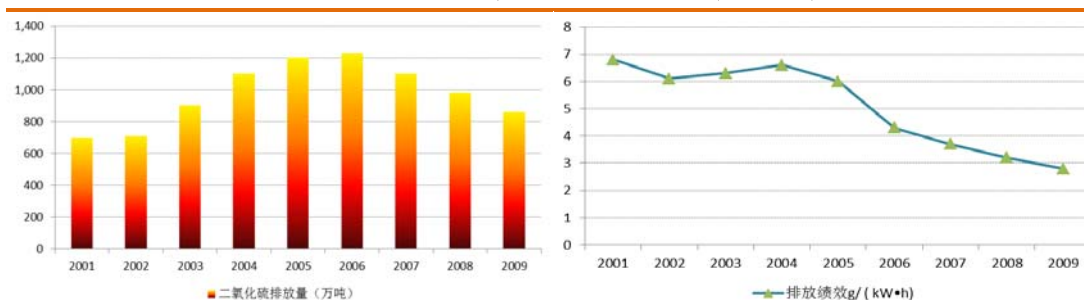
图 5：2009 年底全国脱硫机组构成



资料来源：国家环保部、中电联

2009年，全国电力二氧化硫排放量约948万吨，环比下降9.7%，降幅比全国二氧化硫排放总量的降幅还要高5.1个百分点；电力行业占全国二氧化硫排放量的比例由2008年的45.2%下降到42.8%，减少2.4个百分点；火电二氧化硫排放绩效由2008年的3.8g（kW/h）下降到3.2g（kW/h），减少0.6g（kW/h），为全国二氧化硫总量减排做出了巨大贡献。

图 6：2005~2009 年全国燃煤电厂二氧化硫排放情况



资料来源：国家环保部

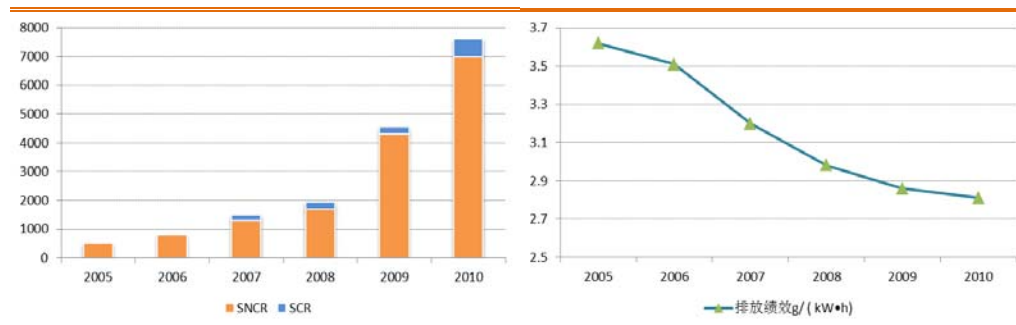
（三）氮氧化物排放和治理现状

目前，控制火电厂氮氧化物排放的方法主要有两大类，一是低氮氧化物燃烧技术，即在燃烧过程中控制氮氧化物的生成；二是烟气脱硝技术，从烟气中脱除生成的氮氧化物。其中，低氮氧化物燃烧是目前普遍采用的控制火电厂氮氧化物生成及排放的主要手段，以低氮氧化物燃烧器（LNB）、空气分级技术、燃料分级燃烧（再燃）为主。火电

厂大规模应用的烟气脱硝技术主要包括选择性催化还原法（SCR）、选择性非催化还原法（SNCR）和SNCR/SCR 联合脱硝技术。

SCR工艺是目前商业应用最为广泛的烟气脱硝技术。根据中国电力企业联合会的统计，截至2010年，全国已投运的烟气脱硝机组容量接近7500万kW，约占火电机组容量的11%。已投运的烟气脱硝机组以新建机组为主，且大部分采用SCR工艺。由于尚未出台脱硝电价政策，较高的脱硝成本使电力企业难以自行消化，脱硝装置的投运率还不高。

图 7：2005~2010 年全国燃煤电厂脱硝装机容量及其排放绩效



资料来源：国家环保部、中电联

随着国家对环保要求的不断提高，新建项目环境影响报告书审批要求的不断趋严，现役机组技术改造力度的不断加大，火电厂氮氧化物的控制力度不断加强，电力氮氧化物排放量增长趋势明显放缓。

（四）重金属汞的治理现状

从重金属汞的治理情况看，燃煤汞污染的控制方式主要分为燃烧前脱汞、燃烧中脱汞、燃烧后尾部烟气脱汞等几种方法。

● 燃烧前脱汞。燃烧前脱汞主要采用洗煤和混煤的方法：传统的洗煤方法可洗去不燃性矿物原料中的一部分汞，在洗煤过程中大约有51%左右的汞可被脱除；混煤及其添加剂方法主要采用混煤方式，可对燃煤汞的去除有一定的作用。通过加入卤素化合物，如溴或氯盐、氯化氢等，可以改变Hg的形态（Hg⁰转化为Hg²⁺），以利于后面的脱硫设备去除更多的Hg²⁺，提高下游烟气控制设施的脱汞效率，当然，过多的卤素也会对下游设备产生腐蚀作用。

● 燃烧中脱汞。目前，国内外对燃烧中脱汞的研究和应用还较少，主要是利用改进燃烧方式，在降低NO_x排放的同时，抑制一部分汞的排放。燃烧中脱汞的代表性方式有飞灰再注入、注入钙基吸附剂等。

● 燃烧后脱汞。燃烧后脱汞主要是利用现有设备脱汞，利用电厂现有的除尘装置

（电除尘器和布袋除尘器）、脱硫装置（湿法和干法装置）、脱硝装置（主要为SCR法）。目前，燃煤电厂已大规模应用的污染物控制技术对汞的协同控制。同时，电除尘器、布袋除尘器、干法脱硫装置、湿法脱硫装置等对烟尘、二氧化硫有效控制的同时，对重金属汞都具有一定的协同控制作用。

活性炭法也是燃烧后脱汞的主要方法。由于活性炭对汞具有一定的吸附能力，现在应用较多的是向烟气中喷入粉末状活性炭（PAC），粉末活性炭吸附汞后由其下游的除尘器（如静电除尘器、布袋除尘器）除去，但是活性炭与飞灰混合在一起，不能再生，使直接采用活性炭吸附法成本过高，因此，通过活性炭改性提高一定的吸附性能。目前，常见的改性活性炭包括载氯、载溴和载碘活性炭。Toxecon脱汞技术同样为活性炭法，只是喷活性炭的位置在除尘后，随后再布置一个布袋除尘器，以除去活性炭并保证飞灰质量不受影响。其他方法，如电晕放电、电子束照射、低温氧化（注入臭氧）等。

表 4：主要脱汞方法一览

分类	主要方法	方式及其描述
燃烧前脱汞	洗煤	低浓度水力除尘方式
	混煤及其添加剂	多管除尘、斜棒栅除尘器为主
燃烧中脱汞	改进燃烧方式	CFB 锅炉的燃烧方式
		飞灰再注入
		注入钙基吸附剂
燃烧后脱汞	利用现有设备脱汞	除尘装置
		脱硫装置
		脱硝装置
	活性炭法	喷入粉末状活性炭
	活性炭改性	载氯活性炭
		载溴活性炭
		载碘活性炭
	Toxecon 脱汞技术	活性炭位置后移
	其他方法	电晕放电
		电子束照射
		低温氧化

资料来源：根据中电联相关文献资料整理

目前，我国鲜见正式对外发布过的燃煤电厂汞排放数据，专家学者虽然进行了相关研究，但都是估算数据。根据中国电力企业联合会与清华大学共同承担的联合国环境规划署研究和统计，在2008年中国燃煤电厂大气汞排放量比2005年已经降低10%左右，主要原因就是同期脱硫机组占煤电机组的比例由2005年的14%快速提高至2008年的60%，而脱硫装置对汞减排也有较强的协同脱除作用。

三、新的电厂污染物排放标准趋向严格从紧

从今年年初出台的《火电厂污染物排放标准（二次征求意见稿）》看，火电厂污染排

放标准相比较于GB13223-2003和一次征求意见稿都已明显从严，鉴于目前环保的巨大压力，有望于近期正式发布的《火电厂大气污染排放标准》也有可能继续保持这种最严格的设定标准。

（一）对氮氧化物的调整明显从严

一次征求意见稿中规定燃煤锅炉的氮氧化物排放重点地区执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ ，其他地区执行 $400\text{mg}/\text{m}^3$ 。二次征求意见稿则规定新建、已建脱硝装置和预留脱硝场地的燃煤电厂氮氧化物的排放限值调整为 $100\text{mg}/\text{m}^3$ ；2003年12月31日前的现有燃煤电厂，因其未预留脱硝场地及机组运行年限已较长，订为 $200\text{mg}/\text{m}^3$ ；重点地区的燃煤电厂执行 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 。

二次征求意见稿中大大加严排放限值。调整后的限值对大多数电厂可采用高效低氮燃烧技术+SCR技术、高效低氮燃烧技术+SNCR达标排放，但是对于氮氧化物初始排放浓度超过 $1000\text{mg}/\text{m}^3$ 的燃煤锅炉（约占燃煤火电锅炉总容量的5%）以及循环流化床（CFB）锅炉，排放难以达标。

（二）二氧化硫限值进一步从紧

一次征求意见稿中将燃煤锅炉的二氧化硫限值分成三档，分别为 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $400\text{mg}/\text{m}^3$ 和 $800\text{mg}/\text{m}^3$ 。位于西部非两控区燃用特低硫煤的坑口电厂锅炉和以煤矸石等为主要燃料的资源综合利用火力发电锅炉执行 $400\text{mg}/\text{m}^3$ ，1996年12月31日前建成投产或环境影响报告书已批复的火力发电锅炉全厂平均值执行 $800\text{mg}/\text{m}^3$ ，其他的燃煤电厂执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 。

二次征求意见稿则将新建燃煤电厂二氧化硫的排放限值调整为 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 。现有电厂分为两类，燃煤硫分较高地区的电厂执行为 $400\text{mg}/\text{m}^3$ ，其他现有燃煤电厂执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 。重点地区的燃煤电厂执行 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 。

当限值为 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 时，应采用低硫煤（入炉燃煤硫分小于1%），并安装脱硫效率超过95%的烟气脱硫装置，或改用IGCC等其他发电工艺。当限值为 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 时，应采用低硫煤（硫分 $<1.5\%$ ），并安装脱硫效率超过95%的烟气脱硫装置，须加强管理可满足要求。

（三）新增了燃煤电厂汞排放要求

为控制火电厂汞的排放，支持履约工作，二次征求意见稿增加汞的排放指标。通过研究美国、欧盟和德国的火电厂排放标准，确定我国火电厂汞的排放限值为 $0.03\text{mg}/\text{m}^3$ 。

该限值立足于烟气脱硝+静电除尘/布袋除尘+湿法烟气脱硫的组合技术汞的协同减排效应。对极少数协同控制未达标的电厂，可采用炉内添加卤化物等和烟道喷入活性炭吸附剂。当采用烟道喷入活性炭吸附剂脱汞的成本约为8~10万美元/千克。

（四）引入了特别排放限值规定

为控制区域空气质量，国务院发布了《国务院办公厅转发环境保护部等部门关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量指导意见的通知》，要求制定并实施重点区域内重点行业的大气污染物特别排放限值，严格控制重点区域新建、扩建除“上大压小”和热电联产以外的火电厂，在地级城市市区禁止建设除热电联产以外的火电厂。基于此，二次征求意见稿中增加了大气污染物特别排放限值。对重点区域内的燃煤锅炉，烟尘为20mg/m³，二氧化硫为50mg/m³，氮氧化物为100mg/m³。

表 5：我国燃煤机组大气污染物排放标准对比

污染物项目	GB13223-2003					二次征求意见稿	
	1997 年投产机组		1997-2003 年投产机组		2004 年后投产	基准	敏感地区
	2005 年起	2010 年起	2005 年起	2010 年起	2004 年起		
烟尘	300	200	200	50	50	30	20
二氧化硫	2100	1200	2100	400	400	200	50
氮氧化物	1100		650		450	100	100
汞及其化合物						0.03	0.03

资料来源：根据GB13223-2003和二次征求意见稿整理

四、新标准将催生电力环保产业新机遇

（一）脱硝的投入将显著增加

截至2010年底，全国全口径发电设备容量9.62亿千瓦，其中，火电装机7.06亿千瓦，占总容量的73.44%，火电NO_x排放量达到865万吨。预计到2015年和2020年，火电装机容量将分别达到10.17亿千瓦和12.19亿千瓦，火电行业NO_x排放量也持续增加，到2015年和2020年，火电NO_x排放量将分别达到1116万吨和1234万吨。

按照二次征求意见稿的标准，在既定的减排效益下，若不考虑特别排放限制规定，到2015年，对脱硝的投入将接近2000亿元，也是新标准引入后电力环保规模最大的新增投资部分。

✧ 基本假设：

➤ 不考虑特别排放限制的情况

对新建和2004年1月1日至2011年12月31日期间环境影响评价文件通过审批的现有燃煤火力发电锅炉全部实施烟气脱硝， NO_x 排放浓度控制在 $100\text{mg}/\text{m}^3$ ；

2003年12月31日前建成投产或环境影响评价文件已通过审批的现有燃煤火力发电锅炉排放浓度控制在 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 。

则到2015年和2020年全国火电 NO_x 排放量将分别为250万吨和280万吨。

➤ 考虑特别排放限制的情况

如果考虑特别排放限制的情况，对位于重点地区（以全国10万千瓦以上火电机组装机容量为基数，北京市、天津市、河北省火电装机容量占7.73%；上海市、江苏省、浙江省火电装机容量占16.15%；广东省火电装机容量占5.72%；上述地区合计占29.6%。）内的燃煤火电机组 NO_x 排放浓度控制在 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 。

则到2015年和2020年，全国火电 NO_x 排放量将分别为234万吨和266万吨。

表 6：我国电力脱销市场预测

年 份	2010 年	2015 年					2020 年			
		排放量 预测	比 2010 年 削减	全国减排 贡献率	投入 亿元	费用 亿元/年	排放量 预测	比 2010 年 削减	投入 亿元	费用 亿元/年
排放量预测	865	1116	29%	—			1234	43%		
基准情况	865	250	-71%	28.40%	1950	612	280	-68%	2328	800
特别限制	865	234	-73%	29.20%	1965	612	266	-69%	2335	800

资料来源：根据GB13223-2003和二次征求意见稿计算整理

◇ 脱硝的投资和费用预测：

➤ 不考虑特别排放限制的情况

对新建和2004年1月1日至2011年12月31日期间环境影响评价文件通过审批的现有燃煤火力发电锅炉全部实施烟气脱硝，对2003年12月31日前建成的火电机组部分实施烟气脱硝，则按照新标准，到2015年，需要新增烟气脱硝容量8.17亿千瓦，若都以安装高效低氮燃烧器和SCR，以老机组改造每千瓦脱硝装置投资为280元，新机组加装每千瓦脱硝装置投资为150元计算，共需脱硝投资1950亿元。以每台机组年运行5000小时，每度电脱硝运行费用为0.015元计，2015年需运行费用612亿元/年。到2020年，需要新增烟气脱硝容量10.66亿千瓦，共需脱硝投资2328亿元，2020年需运行费用800亿元/年。

➤ 若考虑特别排放限制的情况，投资和运行费用略高于基准情况。

（二）脱硫的投入也随之拓展

在GB13223-2003实施期间，电厂烟气脱硫已进行了较大的发展，2008年底，我国

火电厂烟气脱硫装机容量超过3.63亿千瓦，约占火电总装机容量的60.2%，到2009年，这一数字更进一步增加到4.73亿kW，比2008年增长29.5%，是2000年的90余倍，全国烟气脱硫机组占煤电机组的比例约为76%，比2008年增加12个百分点。其中又以石灰石—石膏湿法占据主导，占全部脱硫机组的92%。

现行的火电排放标准中对SO₂的控制限值为400mg/m³~1200mg/m³，新标准实施后，西部燃用低硫煤的坑口电厂也要求安装烟气脱硫装置，均执行200mg/m³的排放限值。按目前的控制水平，到2015和2020年，火电SO₂排放量将分别为993万吨和1016万吨。

按照新标准的规范，SO₂排放量将由2015年的993万吨削减到409万吨，削减率为52%，对全国减排贡献率占23.9%；到2020年削减到411吨，削减率为52%。

◇ 脱硫的投资与费用的假设和预测：

根据测算，到2015年，将有1.31亿千瓦的新建火电机组需要安装烟气脱硫装置，若都以安装高效湿法石灰石-石膏法为例，新机组安装脱硫装置投资为130元/千瓦计，约需170亿元。以机组年运行5000小时，每度电脱硫运行费用为0.015元计，到2015年新建火电机组烟气脱硫装置运行费用为98亿元/年，到2020年新建火电机组烟气脱硫装置运行费用为286亿元/年。

表 7：我国电力脱硫的排放预测比较

年 份	2010 年	2015 年			2020 年	
		排放量预测	比 2010 年削减	全国减排贡献率	排放量预测	比 2010 年削减
当前控制水平排放量	859	993	15%	-	1016	18%
达标排放量	859	409	-52%	23.90%	411	-52%

资料来源：根据GB13223-2003和二次征求意见稿计算整理

（三）烟尘的追加投入影响不大

我国现行的火电厂排放标准中对烟尘的控制限值为50~200mg/m³，按目前的控制水平，到2015年和2020年，火电烟尘的排放量将分别达到285万吨和303万吨。

按照二次征求意见稿的要求，除了必须同步配套建设脱硫设施外，还要求加强脱硫装置运行和管理，如果在静电除尘后安装选择湿法脱硫装置，可以稳定地达到30mg/m³。或者采用布袋除尘器，可以稳定地达到30mg/m³以下，这种技术在国外得到广泛应用，技术成熟。如果在烟气循环流化床干法脱硫后加装袋式除尘也可以地达到30mg/m³以下。

到2015年，由于新标准的实施，烟尘排放量将由2010年的254万吨削减到113万吨，在2010年的基础上削减56%。

表 8：我国电力除尘的排放预测

年 份	2010 年	2015 年			2020 年	
		排放量预测	比 2010 年削减	全国减排贡献率	排放量预测	比 2010 年削减
目前控制水平排放量	254	281	-11%	-	299	-18%
达标排放量	254	113	-56%	15.10%	141	-44%

资料来源：根据GB13223-2003和二次征求意见稿计算整理

根据测算，到2015年，将有1.31亿千瓦的新建火电机组需要安装烟气除尘装置，目前认为除尘装置为电厂环境的统一配置，因此，若采用电除尘器加装高频电源只考虑高频电源部分增加的费用，约需8.8亿元。若以安装布袋除尘器计，约需131亿元。现有机组对电除尘器进行高频电源改造，改造部分的费用约需15.1亿元。

运行费用：以600MW机组为例，高频电源改造或新装投资费用约400万元，；以300MW机组为例，布袋除尘器运行费用为300元/吨尘。

（四）除汞主要依托脱硫和脱硝的协同效应

环境保护部污防司对主要涉汞行业汞排放清单与汞削减进行了研究，预测2010年火电汞产生量为257吨，到2015年和2020年将分别达到359吨和431吨。

由于除汞有着明显的协同效应，到2015年，随着新标准的实施，脱硫和脱硝装置的安装和运行，汞排放量将由2010年的142吨削减到90吨，削减率为36%，到2020年削减到108吨，削减率为24%。

表 9：我国电力除汞的排放预测

年份	2008年	2010年	2015年	2020年
汞产生量(吨)	222	257	359	431
汞排放量(吨)	135	142	90	108
比2010年排放削减	-	-	36%	24%

资料来源：环境保护部

五、电力环保产业的投资逻辑

（一）投资的重点机会主要在于脱硝市场

按照我们之前的预测，如果新的《火电厂大气污染排放标准》继续保持从前的既定标准，脱硝市场将迎来重要的市场机会。

电力脱硝市场氮氧化物排放约束指标已经被列入了“十二五”规划，根据脱硫行业的经验，在二氧化硫排放约束指标被列入“十一五”规划之后，2006年就新增脱硫火电机组1亿千瓦，是之前十年累计的4600万千瓦脱硫火电机组的2倍以上，自此之后，每年

新增的脱硫火电机组均在1亿千瓦左右，呈现快速的增长态势和普及态势。因此，2011年和2012年将是脱硝行业迎来爆发性增长的整体性机会。

根据我们的投资测算，若对新建和2004年至2011年底期间通过环评审批的现有燃煤火力发电锅炉全部实施烟气脱硝，对2003年底前建成的火电机组部分实施烟气脱硝，则新标准实施后，到2015年需要新增烟气脱硝容量8.17亿千瓦，共需脱硝投资1950亿元，到2020年，则需要新增烟气脱硝容量10.66亿千瓦，共需脱硝投资2328亿元。

于此同时，脱硝市场的潜力还不仅仅体现在火电厂排放标准趋严上。在火电厂排放标准修订之后，钢铁、有色、化工、建材等行业的氮氧化物治理也有望被提上日程，从而使脱硝市场大幅扩容。

随着脱硝市场的启动，催化剂生产企业可望获得最大受益，按现有的主流脱硝技术，催化剂的成本占整个脱硝装置投资的30%-50%，同时，设备的生产企业也可望随着旧火电机组的更新换代和新建火电机组的新兴需求获得更好的收益。

（二）脱硝市场起色不大但仍值得关注

按照我们之前的测算，到2015年，将有1.31亿千瓦的新建火电机组需要安装烟气脱硫装置，若都以安装高效湿法石灰石-石膏法为例，且按新机组安装脱硫装置投资为130元/千瓦计，约需170亿元，对整个行业的影响相对并不显著，再加上脱硫行业本身的激烈竞争，使整个脱硫市场的集中度不高，目前，脱硫行业前10家企业的市场份额接近70%，但市场份额占比最高的企业也只有12%，难以形成整个行业的整体优势。但随着脱硫特许经营的持续推进，行业内技术与资本实力雄厚的环保公司只的给予重视。

表 10：市场排名前五的脱硫企业市场占有情况

排名（2009年）	公司名称	投产机组容量	市场份额
1	北京国电龙源环保工程公司	5568	11.98%
2	北京博奇电力科技公司	4555	9.79%
3	武汉凯迪电力环保公司	4117	8.85%
4	福建龙净环保股份有限公司	3276	7.05%
5	浙江浙大网新机电工程公司	3130	6.73%

资料来源：中电联

（三）大气污染物的在线监测有望成为新亮点

随着《火电厂大气污染排放标准》的从严，在重金投资污染物治理的同时，也必然会加大对治理效果的考察，特别是特许经营的形式的推进，将使大气污染物治理的双方都加强对治理效果评价的关注，大气污染物的监测有望成为新的投资亮点。

根据国家环保“十一五”规划的要求：要用5年时间在3800个污染点源建设监控网络；将所有燃煤机组都安装烟尘及二氧化硫在线监测装置，其中涉及火力发电、供热中心及20吨以上的锅炉等上万个污染点源，烟气在线自动监测系统预计市场总体规模在13000套左右。

作为环境减排数据的统计来源和检测基础，我国环境在线监测设备产品市场有望迎来井喷式的发展。目前环境监测行业的年市场规模约在30~40亿元左右，是最受益于政府投资推动的行业之一，按照当前的发展趋势，预计未来3~5年，环境监测市场的规模仍将保持30%以上的增长速度。

（四）电力环保所涉部分上市公司

表 11：电力环保所涉部分上市公司一览

公司代码	公司简称	业务描述
300105	龙源技术	具有明显技术壁垒的前端脱硝企业。目前，等离子点火、微油(少油)点火、无油电厂是火电节油改造的最主要手段。和其他公司相比，龙源技术在等离子及微油点火领域都具有明显的技术优势。
300152	燃控科技	前端脱硝企业，主营节油点火及燃烧成套设备、燃烧检测及控制装置，在烟风道点火燃烧系统、双强少油点火系统领域的国内市场份额位居第一，产品节油率超过60%。
600292	九龙电力	脱硝催化剂的项目该公司发展得比较快，且技术在同行中处于领先。此外，脱硫技术也在同行中领先，投资控股远达集团是以烟气脱硫技术及装置产业化为主，拟引进日本三菱重工的FGD技术，分三期逐步实现全部脱硫技术及装置的国产化，从而能使300MW火电机组的二氧化硫脱硫装置价格由进口价的3至4亿元人民币降低到1.4亿元人民币。
600388	龙净环保	公司的烟气脱硫技术是引进德国LLB公司的干、湿法脱硫技术，其技术水平在国内居领先地位。
600526	菲达环保	公司是我国最大的环保机械科研生产企业，环保产业中唯一的国家重大技术装备国产化基地，也是我国最早进入大气污染防治设备行业的企业之一，其电力设备电除尘器综合市场占有率为25%。
600100	同方股份	公司投资的同方环境拥有TKC烟气脱硝技术、AEE烟气脱硫技术、鲁奇布袋除尘技术、电袋一体化技术、液柱法脱硫自主技术，目前已服务十多家电厂烟气脱硫、锅炉除尘项目。公司在能源环境、烟气脱硫、水处理与水务领域、清洁燃烧及废弃物处理、除尘、资源综合利用等新技术应用领域居国内前列。
000925	众合机电	公司是国内机电一体化专业设计制造烟气脱硫装置等大气污染治理设备的大型研发生产基地，已投产运营的脱硫工程容量排名行业第四，上市公司第一。
000939	凯迪电力	公司是世界上第一家同时拥有30万装机以上干法烟气脱硫技术和60万装机以上湿法烟气脱硫技术的企业，已占据了超过50%的市场份额，成为行业主导者。
600797	浙大网新	公司的电力环保业务稳定发展，并获得了环境工程(废气)专项工程设计甲级资质。报告期内，新签烟气脱硫总包合同13单，继续巩固了在中国电力环保业的领先地位。

000915	山大华特	公司环保产业包括山大华特环保分公司、山大华特环保工程有限公司，涉及水处理设备、消毒产品、电厂烟气脱硫等业务。
600133	东湖高新	脱硫设备制造业龙头。公司有烟气脱硫和环保发电等环保概念业务，并且烟气脱硫业务已进入成长期。
300137	先河环保	公司是专业从事高端环境在线监测仪器仪表研发、生产和销售的高新技术企业。着重解决环境污染的快速监测、自动监测、在线监测等重大技术问题，同时可根据客户要求提供环境监测设施运营服务。
300072	三聚环保	公司主营脱硫催化剂产品、脱氯剂、脱砷剂等，是中石油和中石化一级生产供应商与A类供应商。
002136	安纳达	脱硝最主要的是催化剂，国内催化剂目前尚难自产，催化剂上游原材料是纳米级二氧化钛（钛白粉）
600475	华光股份	投资脱硝公司，控股35%。主要从事电厂脱硝项目的设计、以及脱硝催化剂的生产和销售。

资料来源：根据上市公司资料整理

六、风险提示

二次征求意见稿曾被认为是全球最为严厉的排放限制标准，在电力企业普遍面临煤价高涨，成本压力巨大的情况下，这也使得进一步采取脱硝和脱硫等减排手段，将大大提升电力企业的经营压力，按照估算，要实现标准二次征求意见稿的要求，现役7.07亿千瓦火电机组中，约有94%、80%和90%的机组需分别进行除尘器、脱硫和脱硝改造，改造费用共约2000~2500亿元。考虑“十二五”新增火电机组2.5亿千瓦，环保设施因标准提高增加年运行费用约900~1100亿元。因此，电价的补贴政策对此次环保改革至关重要，补贴电价在覆盖环保增加的0.15~0.025元/千瓦时成本时，才会对电力环保产生实质的推动作用。

风险提示及免责声明

※ 股市有风险，投资需谨慎。本报告不构成个人投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。客户应考虑本报告中的任何意见、观点或结论是否符合其特定状况。据此投资，责任自负。

※ 本报告中所依据的信息、资料及数据均来源于公开可获得渠道，英大证券研究所力求其准确可靠，但对其准确性及完整性不做任何保证。客户应保持谨慎的态度在核实后使用，并独立作出投资决策。

※ 本报告为英大证券有限责任公司所有。未经本公司授权或同意，任何机构、个人不得以任何形式将本报告全部或部分刊载、转载、转发，或向其他人分发。如因此产生问题，由转发者承担相应责任。本公司保留相关责任追究的权利。

※ 请客户注意甄别、慎重使用媒体上刊载的本公司的证券研究报告，在充分咨询本公司有关证券分析师、投资顾问或其他服务人员意见后，正确使用公司的研究报告。

※ 根据中国证监会下发的《关于核准英大证券有限责任公司资产管理和证券投资咨询业务资格的批复》（证监许可[2009]1189号），英大证券有限责任公司具有证券投资咨询业务资格。

投资评级说明：

类别	级别	定义
行业评级	强于大市	行业基本面向好，预计未来6个月内，行业指数将跑赢沪深300指数
	同步大市	行业基本面稳定，预计未来6个月内，行业指数将跟随沪深300指数
	弱于大市	行业基本面向淡，预计未来6个月内，行业指数将跑输沪深300指数
公司评级	买入	预计未来6个月内，股价涨幅为15%以上
	增持	预计未来6个月内，股价涨幅为5-15%之间
	中性	预计未来6个月内，股价变动幅度介于±5%之间
	回避	预计未来6个月内，股价跌幅为5%以上
评级说明	投资建议的比较标准	投资评级为行业评级和股票评级； 以报告发布后的6个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后的6个月内的公司股价（或者行业指数）的涨跌幅相对同期的沪深300指数的涨跌幅为基准。
	投资建议的评级标准	报告发布日后的6个月内的公司股价（或者行业指数）的涨跌幅相对同期的沪深300指数的涨跌幅为基准。