

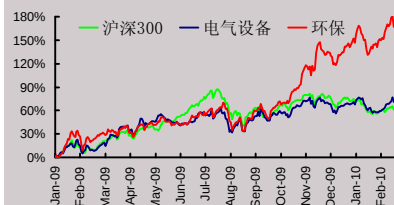


环保化工 深度报告

报告起因：

2 月 22 日胡总书记指示要确保实现 2020 年我国控制温室气体排放行动目标

市场表现



相关报告

1. 《环保与化工行业系列报告 I-能源结构与低碳环保》20100222

齐鲁证券研究所
行业公司部

分析师 孙建新
(执业证书编号 S0740209040140)

联系人 李璇
(执业证书编号 S0740110025002)

Tel: (8621) 5820-7774
Fax: (8621) 5830-6843
Email: lixuan@qlzq.com.cn

- 环保与化工行业系列报告二

碳减排、清洁煤电与煤气化

中共中央政治局 2 月 22 日下午就关于实现 2020 年我国控制温室气体排放行动目标问题进行第十九次集体学习。中共中央总书记胡锦涛在主持学习时强调，要把应对气候变化作为我国经济社会发展的重大战略和加快经济发展方式转变和经济结构调整的重大机遇，进一步做好应对气候变化各项工作，确保实现 2020 年我国控制温室气体排放行动目标，单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 40%-45%。

胡锦涛指出，实现 2020 年我国控制温室气体排放行动目标是当前和今后一个时期我国应对气候变化的战略任务。要完善产业政策、财税政策、信贷政策、投资政策，提高应对气候变化政策措施实施保障能力。

2 月 28 日，十一届全国人大常委会第十三次会议提出，中国将采取四项措施大力发展绿色经济、低碳经济，并在低碳能源上实施多项措施。另外，中国将逐步建立和完善有关温室气体排放的统计监测和分解考核体系，切实保障实现控制温室气体排放行动目标。

投资要点：

- 2009 年我国能源消费总量为 31 亿吨标准煤，到 2020 年中国的一次能源需求量将达 44 亿吨标准煤，年平均增速 3.2%。
- 2020 年为达到单位 GDP 碳排放下降 40%-45% 的目标，我国 CO2 减排总量预计为 60 至 70 亿吨。电力部门的减排量至少需达到 30 亿吨，或减少 12 亿吨/年的煤耗。具体将通过清洁能源和清洁煤电二种方式实现。
- 开发清洁能源具有 15 亿吨的 CO2 减排潜力（水电规划可减排 9.2 亿吨 CO2）。还有 10-15 亿吨的减排缺口需要清洁煤电技术填补。将主要依靠开发煤清洁转化高效利用技术，提高燃煤发电效率实现。
- 我们认为国家将大力发展低碳经济，新能源产业的扶植力度将会进一步加大。但在政策上扶持的提前下，长期来看能源结构的调整方向更多取决于新能源与传统化石能源低碳化之间的成本竞争。
- IGCC 清洁煤电发电技术将成为煤电未来主流机型之一，气化炉和燃气轮机设计生产本土化是关键。基础投资较高是阻碍 IGCC 电厂发展的主要问题，而 IGCC 加上多联产技术是降低 IGCC 成本的方式之一，具有广泛的推广前景。
- 煤气化不仅是清洁煤电的关键技术。开发具有自主知识产权，高效洁净、煤种适应性广的煤气化技术，是引领我国煤化工产业化、产品结构优化的第一步。

重要声明：本报告基于我公司及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但我公司及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，可能会随时调整。报告中的信息或所表达意见不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，我公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。在法律允许的情况下，我公司及其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。我公司及其关联机构或个人可能在本报告公开发布之前已经使用或了解其中的信息。
本报告版权归“齐鲁证券研究所”所有。未经事先书面授权，任何人不得对本报告进行任何形式的发布、复制。如引用、刊发，需注明出处为“齐鲁证券研究所”，且不得对本报告进行有悖原意的删节或修改。



正文目录

一、温室气体排放现状与减排目标	- 4 -
1、我国碳排放强度现状.....	- 4 -
2、电力部门减排措施与成本.....	- 7 -
二、清洁煤电与煤气化	- 10 -
1、清洁煤电技术是碳减排的必然选择.....	- 10 -
2、IGCC 整体煤气化联合循环发电技术.....	- 11 -
3、关键设备技术特点及工艺组成	- 12 -
4、IGCC 循环经济产业链.....	- 14 -
三、煤气化不仅是清洁煤电的关键技术	- 17 -
四、相关上市公司一览	- 20 -



图表目录

图 1: 2001-2009 年我国 GDP 与能源消费量快速增长	- 4 -
图 2: 2020 年中国能源消费总量预测	- 5 -
图 3: 2001-2009 年能源与电力消费量弹性系数	- 5 -
图 4: 2020 年中国二氧化碳排放总量预测	- 6 -
图 5: 主要部门减排潜力 (单位: 十亿吨)	- 7 -
图 6: 2001-2009 年我国发电总量构成与增长率	- 7 -
图 7: 基于 IGCC 的燃烧前捕集系统流程	- 11 -
图 8: 气化岛内系统流程图	- 12 -
图 9: 净化岛内系统流程图	- 13 -
图 10: 典型的 IGCC 多联产系统构成	- 15 -
图 11: 碳一化工产业链	- 16 -
图 12: 煤化工产业链	- 17 -
表 1: 中国可再生能源发展规划与相应减排量	- 8 -
表 2: 各类型能源发电成本比较	- 9 -
表 3: 三种清洁煤发电技术热效率及环境影响	- 10 -
表 4: 国外四个典型的 IGCC 电站的技术参数	- 12 -
表 5: 主要煤气化技术分类	- 18 -
表 6: 主要气化炉技术指标比较	- 18 -
表 7: 相关上市公司一览	- 20 -



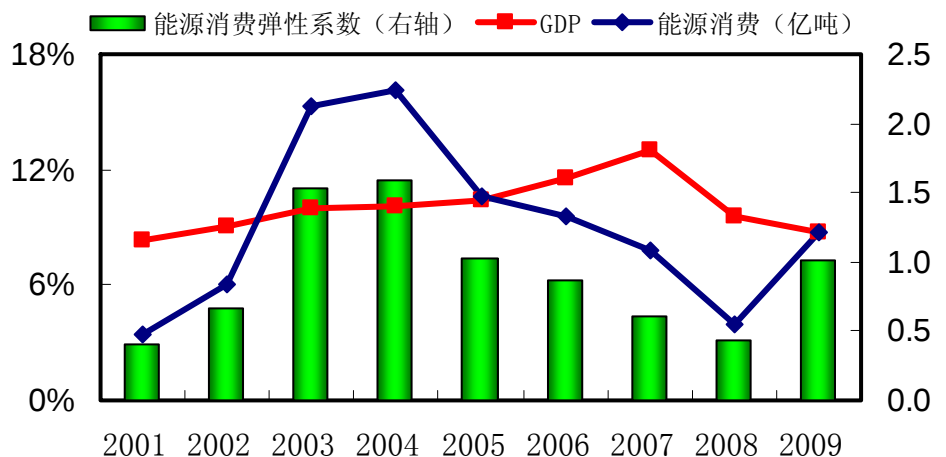
一、温室气体排放现状与减排目标

1、我国碳排放强度现状

中国是世界上最大的发展中国家，也是世界上碳排放量最大的国家之一。过去 30 年，伴随着经济的持续高速增长，中国经历了能源需求的大幅上升，同时也给环境戴上了沉重的负担。

我国正处在工业化、城镇化和机动化并举时期，从经济发展阶段的客观规律来说，中国也会经历基础设施建设的高能源强度时期，目前正处于上升阶段。据统计，2001-2009 年我国 GDP 年均增速 10.1%，能源消费量年均增速 9.1%。

图1：2001-2009年我国GDP与能源消费量快速增长



数据来源：Wind资讯，齐鲁证券研究所

2009 年底，中国经济走出“V”型经济的谷底，南方各大城市就又一次“拉闸限电”，又一次发出电煤、天然气短缺的呼声，电煤紧张、天然气短缺说明能源消费增长的加剧，而数据上 2009 年的能源消费增速与 GDP 增速持平。

2010 年 1 月 6 日国家发改委副主任解振华指出，“到 2020 年，中国的一次能源需求量仍将高达 44 亿吨标准煤左右”，因而“届时中国非化石能源的总消费需达到 6.6 亿吨标准煤（注：非化石能源占一次能源的比例为 $6.6 \div 44 = 15\%$ ），将比 2005 年增加 5 亿吨标准煤，单位 GDP 的能源消耗将在“十一五”期间降低 20% 的基础上，需进一步下降 30% 左右”。

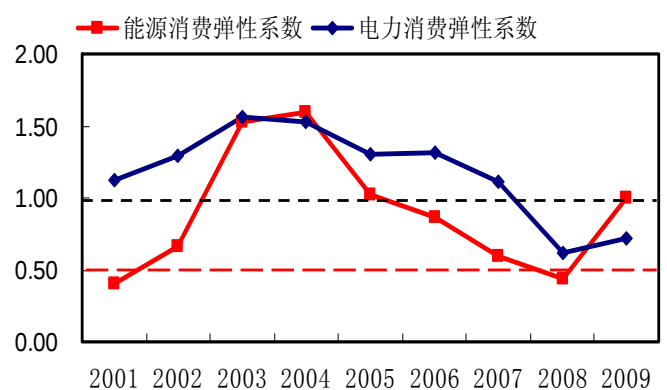
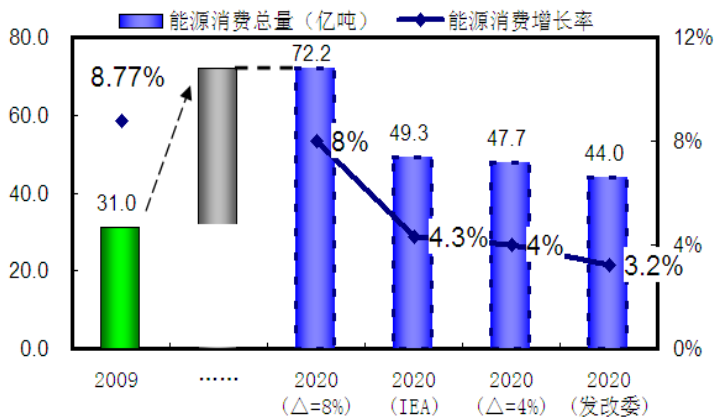
2009 年能源消费总量约为 31 亿吨标煤。如果 2010-2020 年能源消费总量分别按年均增长率 4% 和 8% 进行估算，则 2020 年能源消费总量将分别达到 47.7 亿吨标煤和 72.2 亿吨标煤，IEA 预测的数据为 2015 年能源消费总量 39.8 亿吨标煤，2020 年 49.3 亿吨标煤。这已远远超过我国资源和生态环境所能承载的极限。



预计中国发展的未来，中国的 GDP 仍将以年平均 8%-9% 的速度上升。则至 2020 年，相应的四种情景的年平均能源消费弹性系数将分别为 0.89、0.48、0.44、0.36，或者 1、0.54、0.50 和 0.40，分别对应 GDP 增长为 9% 和 8% 的情景。因此，在 GDP 保持高速增长的情景下，欲将能源消费总量控制在 44 亿吨标准煤以内，能源消费弹性系数需小于 0.5。

图2：2020年中国能源消费总量预测

图3：2001-2009年能源与电力消费量弹性系数



数据来源：Wind资讯，BP Statistical Review，齐鲁证券研究所

我国正处在工业化、城镇化和机动化并举时期，从经济发展阶段的客观规律来说，中国也会经历基础设施建设的高能源强度时期。依照目前的增速水平，能源总量的需求将可能超预期。

同时，中国不仅需要大幅降低能源消费总量的增速，CO₂ 的减排也是工作的重点。

中共中央政治局 2 月 22 日下午就关于实现 2020 年我国控制温室气体排放行动目标问题进行第十九次集体学习。中共中央总书记胡锦涛在主持学习时强调，要把应对气候变化作为我国经济社会发展的重大战略和加快经济发展方式转变和经济结构调整的重大机遇，进一步做好应对气候变化各项工作，确保实现 2020 年我国控制温室气体排放行动目标，单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 40% - 45%。

胡锦涛指出，实现 2020 年我国控制温室气体排放行动目标是当前和今后一个时期我国应对气候变化的战略任务。要完善产业政策、财税政策、信贷政策、投资政策，提高应对气候变化政策措施实施保障能力。

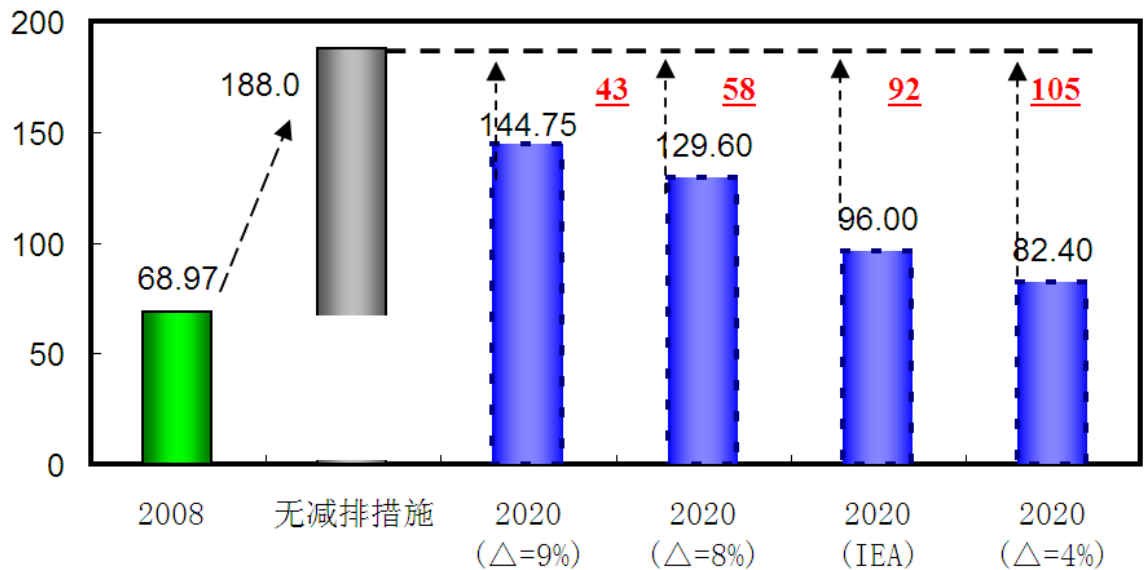
CO₂ 减排行动早在 2005 年已开始推行。《“十一五”规划纲要》曾明确提出，“十一五”期间单位国内生产总值能耗降低 20% 左右，主要污染物排放总量减少 10% 的约束性指标。“主要污染物”一词并不包含 CO₂ 在内，但是，单位 GDP 能耗的降低，已意味着 CO₂ 的相对排放量将同比下降。据统计，“2006 年全国单位 GDP 能耗下降 1.79%，2007 年下降 4.04%，2008 年下降 4.59%，2009 年上半年已完成 3.35%，全年将达到 5% 左右”。“目前累计完成降低能耗 13%，已减排 CO₂ 量达 8 亿吨”。其中，2005 年我国 GDP（未经价格调整）18.32 万亿元，CO₂ 排放总量为 54.66 亿吨，碳排放强度 2.98。



图表中计算的 GDP 使用不变价格，未进行价格调整。分别对应 GDP 以年平均 9%、8%、7.2% 和 4% 的速度上升情景。至 2020 年，相应四种情景的年平均二氧化碳排放总量将分别为 43、58、92 和 105 亿吨。

这是基于 2008 年我国能源消费弹性系数最低的 0.5 时的预测，而 2009 年能源消费弹性系数回升至 1.0，电力消费弹性系数回升至 0.72。因此，依照我国目前 GDP 的增长速率，CO₂ 年减排的数额将至少大于 60 亿吨。

图4：2020年中国二氧化碳排放总量预测



数据来源：BP，齐鲁证券研究所

(单位：亿吨)

根据预测数据，假设未来我国 GDP 的增速为 4% 时，2020 年的碳减排量将远大于当年的碳排放总量，这对于现阶段我国国情而言，是不可能完成的任务。从我们看来，中国应在 2020 年以前，尽可能高速大幅度增加一次能源的消费量，力争高速、大幅度增加中国的“人均用能”，到了 2020 年后，未来中国恐将不得不走向 CO₂ 的绝对量的减排，那时将有足够的“余量”应对来自国际社会要求绝对量减排的强大的压力。

我国经济低碳化行动目标明确。2009 年 11 月 25 日国务院常务会议决定，到 2020 年我国单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 40% - 45%，通过大力发展可再生能源、积极推进核电建设等行动，到 2020 年我国非化石能源占一次能源消费的比重达到 15% 左右；通过植树造林和加强森林管理，森林面积比 2005 年增加 4000 万公顷，森林蓄积量比 2005 年增加 13 亿立方米。会议要求，要把应对气候变化作为国家经济社会发展的重大战略。加强对节能、提高能效、洁净煤、可再生能源、先进核能、碳捕集利用与封存等低碳和零碳技术的研发和产业化投入，加快建设以低碳为特征的工业、建筑和交通体系。

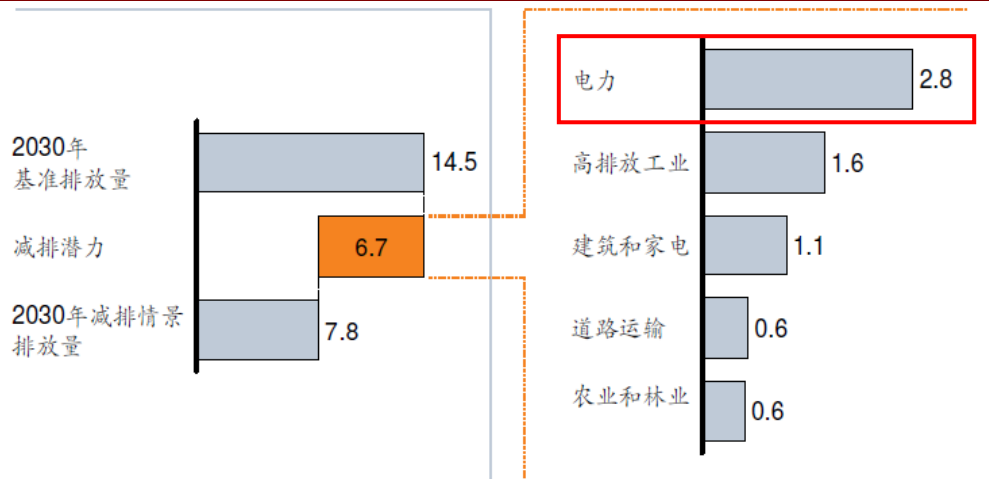
实现减排有以下三大途径：1. 大规模退耕还林、植树造林，增加碳汇；2. 大幅度采用先进节能技术，大幅度淘汰低效益、高耗能、高排放的落后产能；3. 大力调整能源结构，大力加速发展可再生能源和新能源。



2、电力部门减排措施与成本

据统计，如果“十一五”期间单位 GDP 下降 20% 的总体目标如期实现，减排 CO₂ 将达 15 亿吨。那么到 2020 年，我们将怎样通过节能减排手段，来实现至少 60-70 亿吨的 CO₂ 的减排？

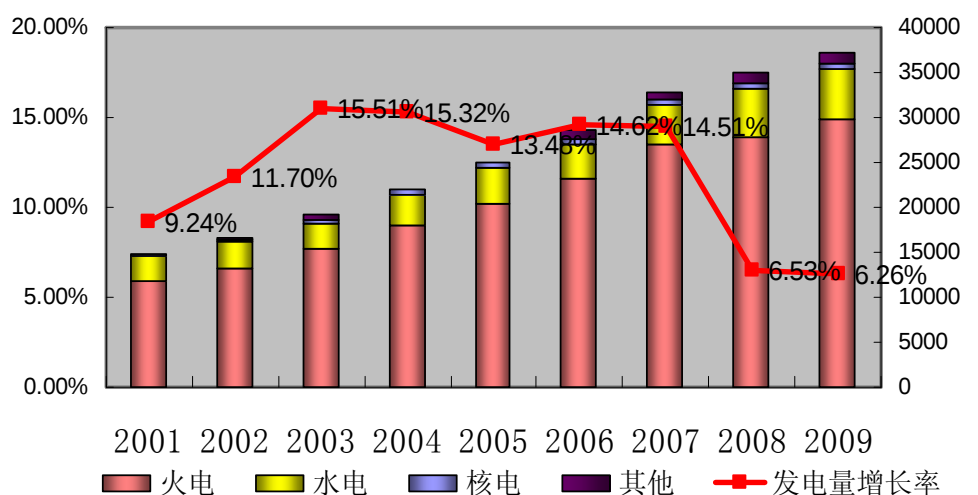
图5：主要部门减排潜力（单位：十亿吨）



数据来源：麦肯锡，齐鲁证券研究所

综合不同途径预测的结果，要达到 2020 年 CO₂ 减排 60-70 亿吨的目标。电力部门的减排量至少需要达到 30 亿吨，或减少 12 亿吨/年的煤耗。具体通过以下两种方式实现：更清洁的能源和更清洁的煤电技术。

图6：2001-2009年我国发电总量构成与增长率



数据来源：国家统计局，齐鲁证券研究所

(单位：亿千瓦时)



更清洁的能源

能源结构的调整方向更多取决于新能源与传统化石能源低碳化之间的成本竞争。可再生能源增长很快，但是由于基数小，在未来较长一段时间里难以担当能源主力的重任。从长期看，改善我国能源结构，必须积极发展可再生能源和新能源，不断提高清洁能源在我国一次能源消费中的比重。同时，现阶段煤炭行业的发展重点将以推进资源整合为主，电力工业也将加快结构调整步伐，加大能源基础设施建设投资。

表 1：中国可再生能源发展规划与相应减排量

项目	总装机容量（万千瓦）		可规划最大潜力	
	2010 年	2020 年	总装机容量	折标煤（亿吨）
水电	19,000	30,000	40,000	4.9
风电	500	8,000*	20,000	1.4
太阳能	30	3,000*	20,000	1.4
生物质能	550*	3,000*	-	-
合计折标煤	3 亿吨	6 亿吨		7.7 亿吨
CO2 减排	7.5 亿吨	15 亿吨		19 亿吨

数据来源：《可再生能源中长期发展规划》，齐鲁证券研究所

*总装机容量目标已经过调整

*化石能源的二氧化碳系数：1 吨标准煤排放 0.67-0.69 吨碳，折 2.5 吨 CO2

至 2020 年，我国还将大力发展核能，力争核能发电达 0.75 亿千瓦。（注：这并不容易达到，我国现掌握的天然铀储量仅能支撑 0.50 亿千瓦核电站运转 40 年，需要进口和新发现的天然铀矿藏补充其差额。但直到现在为止，未见拟议中的协定正式签署，但我们还要看到另一种补救的办法，即在压水堆中放置少量钍棒，有可能取代浓缩铀，多燃烧 18% 的核燃料。）一个正常运行的核电站，有望年发电 7000 小时，0.75 亿千瓦的核电站将年发电 5250 亿度电，相当于 1.9 亿吨标准煤，减排 4.75 亿吨 CO2。

《新能源产业发展规划》的出台值得期待。预期新能源发展新规划出台后，我国新能源投资将大幅提高，预计将达到 4.5 万亿人民币，将拉动全社会总投资 9 万亿元。其中：到 2020 年风电总装机容量将可提高至约 1.5 亿千瓦；太阳能光伏的发展目标为总装机容量 0.30 亿千瓦；核电运行装机容量达约 0.86 亿千瓦。

更清洁的煤电技术

按照我国的规划，大幅度地开发清洁能源可以形成 15-20 亿吨的 CO2 减排潜力（水电是 CO2 减排贡献最大的可再生能源，规划可减排 9.2 亿吨 CO2）。此外，还有 10-15 亿吨的减排缺口需要靠清洁煤电技术填补。

IEA 预测发电行业是全球最大的温室气体排放源，它还将在 2050 年前增长最快的排放源。而燃煤发电又是发电行业中碳排放的最主要来源，发展中国家如印度和中



国，新建电厂仍以化石燃料为主，替代发电无法短期内实现规模效应（2009 年中国电力总装机容量 8.6 亿千瓦，而在（新）建火电项目装机容量达 1.2 亿千瓦，占比 14%）。

据统计，在我国燃煤发电效率为 348g 标煤，按照节约 1 千克标煤减排 2.5 千克 CO₂ 计算，则每度电的碳排放为 870g。2009 年我国火电发电量 29814 亿千瓦时，如果每度电的耗煤量降低 1 克，现阶段全国每年可减少煤耗 0.0298 亿吨，减少碳排放 0.075 亿吨。为了提高燃煤电厂的效率，中国政府要求在 2010 年前每年关闭 1400 万千瓦的小火电，同时鼓励新建煤电厂采用新型节能技术（如超临界和超超临界电厂）。这样一来，到 2030 年每生产一度电的平均煤耗将从 2005 年的 348 克标准煤降到 301 克（发电效率 41%）。这些措施将总共减少煤耗 4 亿吨，减排 10 亿吨。勉强能够弥补电力的 CO₂ 减排缺口下限。

无论转化过程是燃烧还是气化，化石燃料转化以后的最终形式就是二氧化碳。因此，清洁煤电技术通过提高煤炭的发电效率，降低了单位产出的能耗和单位产物的碳排放，从而实现了火电行业的低碳减排效果。

碳捕获及存储（CCS）是在 CO₂ 产生时就将其捕获并存储起来，而不是将 CO₂ 释放大气中。因此，CCS 技术并不能减少化石燃料的使用，反而会增加化石燃料的消耗。并且，由于减排成本高昂，试验项目的进展和 CCS 存储地点有很大的不确定性。预计 CCS 技术最早将在 2020 年以后实施。到 2030 年，CCS 具有 7.3 亿吨的减排潜力。

表 2：各类型能源发电成本比较

项目类型	设备造价 (元/kw)	发电成本 (元/kwh)	年发电小时 (h/a)	2010 发电效率 (%)	2020 发电效率 (%)
常规火电站	3300-4200	0.25-0.30	5000-6000	35	41
超临界电站	4200-5000	0.20-0.25	5000-6000		
IGCC 电站	7000-8000	0.45-0.55	5000-6000		
NGCC 电站	2700-3500	0.28-0.35	5000-6000	50	↑
水电	7000-8000	0.30-0.40	2500-3500	80	↑
核电	12000-15000	0.25-0.40	7000-8000	32	37
风电（强风）	6000-7000	0.50-0.60	2000-2500	24	32
太阳能（强烈日照）	20000-25000*	1.10-2.00	1500-3000	15	20
生物质能（秸秆）	10000-12000	0.50-0.70	5000-6000	<30	↑

数据来源：齐鲁证券研究所

*假设的多晶硅为 70 美元/kg

我们认为国家将大力发展低碳经济，新能源产业扶植措施力度将会进一步加大。但除了政策上的扶持，能源结构的调整方向更多取决于新能源与传统化石能源低碳化之间的成本竞争。从长期看，改善我国能源结构，必须积极发展可再生能源和新能源，不断提高清洁能源在我国一次能源消费中的比重。同时，现阶段，煤炭行业的发展重点将以推进资源整合为主，电力工业也将加快结构调整步伐。加大能源基础设施建设投资。保持适度超前的能源建设规模，努力消除“短板”和瓶颈制约，加强煤、电、油、气跨区域输送通道建设，智能电网、农村电网、沼气、太阳能等基础设施建设。



二、清洁煤电与煤气化

1、清洁煤电技术是碳减排的必然选择

2020 年，电力部门的 CO₂ 减排量至少需要达到 30-40 亿吨，可再生能源在最大的规划潜力情况下，也只能达到目标减排量的一半。剩下的缺口仍需要依靠洁煤电技术填补。在节能减排的大背景下，开发煤清洁转化高效利用技术是最有效的途径之一，也是我国以煤为主的能源生产和消费结构下解决环境问题的一个必然选择。

煤发电是最普通的煤炭能源转化方式，主要通过二种方式：煤炭燃烧发生蒸汽（如粉煤炉-超临界燃煤发电等、循环流化床锅炉等）进而通过蒸汽轮机发电，或煤炭气化后通过燃气轮机和蒸汽轮机联合循环发电(IGCC)。清洁煤电主要利用以上二类转化方式的技术改进来提高能源利用效率和减少废气排放，即利用煤化工中已经成熟的煤气化技术，集成蒸汽燃气联合循环的整体式煤气化联合循环发电(IGCC)技术和通过提高常规发电机组的蒸汽参数来提高机组效率的超临界机组和超超临界机组技术。

因此，目前主流的清洁煤发电技术有三种：整体煤气化联合循环发电(IGCC)技术、加压流化床燃烧(PFBC)技术及超临界、超超临界燃煤发电(SC/USC)+湿法脱硫装置(FGD)技术。

IGCC 和超(超)临界机组将是未来洁净煤发电技术中的主流技术。在效率方面和环保方面，IGCC 的效果最好。容量、可靠性和技术成熟度方面，超(超)临界机组的效果最好。综合看来，IGCC 和 PFBC 在技术可靠性和成熟度方面有待完善，在容量方面有待大型化且要进一步降低设备投资，经过多年运行业绩的积累才能达到大规模应用的程度。配有污染物排放控制技术的超(超)临界机组在几种洁净煤发电技术中的发展历史最长、技术最成熟。

表 3：三种清洁煤发电技术热效率及环境影响

项目	发电技术		
	SC/USC + FGD	PFBC	IGCC
热效率/%	41~45	36~39 (I) 40~50 (II)	40~46 (I) 50~54 (II)
SO ₂ /%	4~10	5~10	1~5
NO _X /%	13~15	17~18	17~32
CO ₂ /%	75~85	70~80	65~75
水消耗/%	100	70~80	50~70
固体废弃物/%	95~110	95~600	50~95
发电标煤耗 g/kWh	283 (SC) 270-275 (USC)	342 (I) 246 (II)	255 (E 级) 236 (F 级)
提高效率的技术	蒸汽参数	提高系数； 燃气净化困难	燃气、蒸汽参数； ASU、高温系统；
提高潜力	空间不大	潜力不大	潜力巨大

数据来源：《华电技术》，齐鲁证券研究所



2、IGCC 整体煤气化联合循环发电技术

以 IGCC (整体煤气化联合循环发电技术) 为代表的清洁煤发电将成为煤电未来主流机型之一。

IGCC 技术主要采用煤(或渣油、石油焦等)作为燃料, 经过气化炉转化为煤气, 并经除尘、脱硫等净化工艺, 使之成为洁净的煤气供给燃气轮机燃烧做功。燃气轮机排气余热和气化岛显热回收热量经余热锅炉加热给水产生过热蒸汽, 带动蒸汽轮机发电, 从而实现煤气化联合循环发电过程。

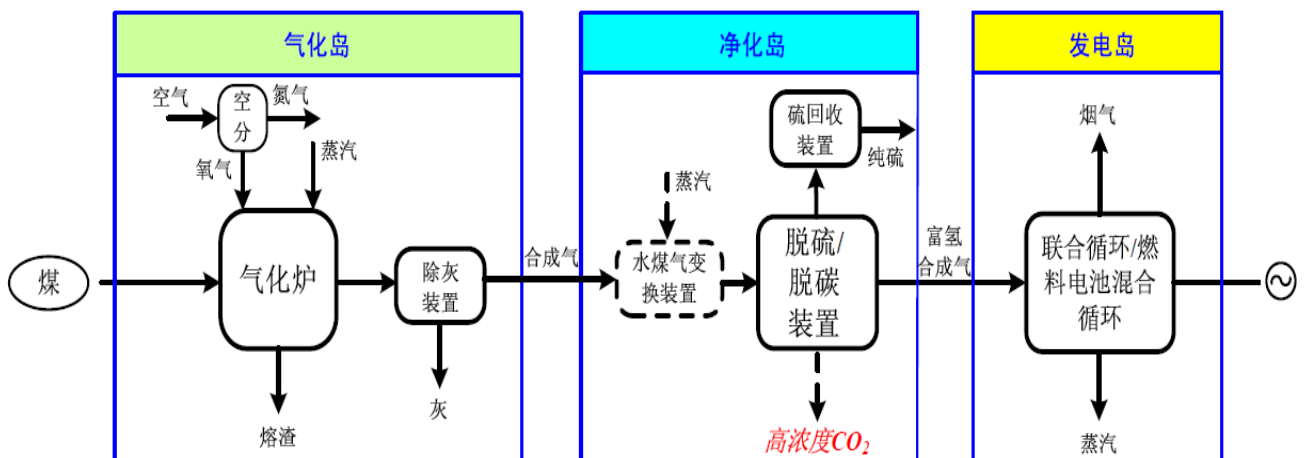
IGCC 技术将煤气化技术与高效的联合循环有机结合的先进动力系统。由两大部分组成, 即煤的气化与煤气净化系统部分和燃气-蒸汽联合循环发电系统部分。第一部分的主要设备有气化炉、空分装置、煤气冷却净化系统; 第二部分的主要设备有燃气轮机发电系统、余热锅炉、汽轮机发电系统。

气化炉、燃气轮机、空分装置和余热锅炉是 IGCC 关键设备。

在整个 IGCC 的设备和系统中, 燃气轮机、蒸汽轮机和余热锅炉的设备和系统均是已经商业化多年且十分成熟的产品, 因此 IGCC 发电系统能够最终商业化的关键是煤的气化炉及煤气的净化系统。

IGCC 系统流程: 给煤经处理后送往气化炉, 与气化剂反应生成粗煤气。气化剂主要是氧气和水蒸气。粗煤气主要成分是一氧化碳、氢气、二氧化碳和甲烷, 此外还含有一定的固体颗粒以及少量的硫化物等。在进入燃气轮机之前, 煤气需先冷却再经过净化除去其中的固体颗粒和硫化物等酸性气体。煤气冷却放出的热量通过煤气余热锅炉等设备回收利用。洁净煤气作为联合循环的燃料气。作为气化剂的氧气可采用纯氧、富氧或者空气。

图7: 基于IGCC的燃烧前捕集系统流程



数据来源: 绿色煤电, 齐鲁证券研究所



3、关键设备技术特点及工艺组成

A. 气化炉和燃气轮机设计生产本土化是关键

国外四个典型的 IGCC 电站分别是，美国的 WabashRiver 电站(1995 年投运)和 Tampa 电站(1996 年投运)，荷兰的 Buggenum 电站(1994 年投运)和西班牙的 Puertollano 电站(1997 年投运)。

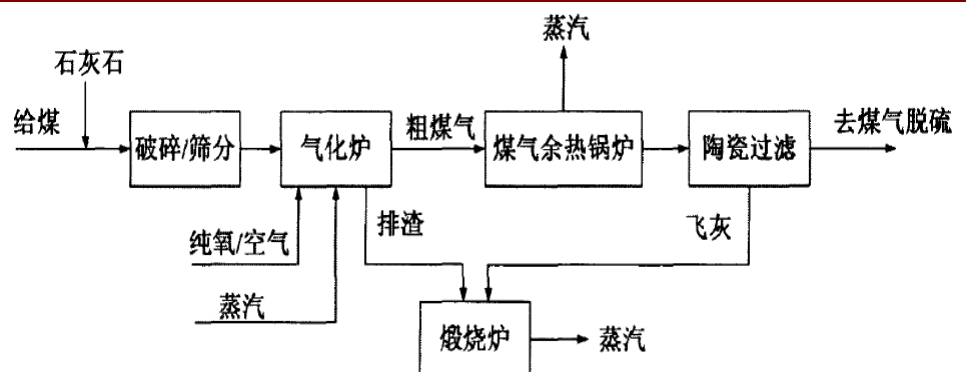
国外 IGCC 电站都非常注重关键技术的本土化研发与示范，用以降低造价和提高产业竞争力。在 IGCC 系统中，最为关键、造价最高的两个部件是气化炉和燃气轮机。在气化炉的选择上，WabashRiver 和 Tampa 均由美国公司设计和生产。而 Buggenum 和 Puertollano。分别采用了欧洲的 Shell 气化炉和 Prenflo 气化炉。在燃气轮机的选择上，美国的两个 IGCC 电站均采用了美国 GE 公司的 7FA 燃气轮机，而欧洲的两个示范电站分别采用了德国西门子燃气轮机 V94.2 和 V94.3。可见，在 IGCC 技术的发展中，本土化是决定关键技术选择的重要因素。在 IGCC 技术的发展中，本土化是决定关键技术选择的重要因素。

表 4：国外四个典型的 IGCC 电站的技术参数

项目	Tampa	Wabash River	Demkolec	Puertollano
燃料	烟煤	烟煤	烟煤	煤+石油焦
气化炉	GE-Exaco 水煤浆气化	E-Gas 水煤浆气化	Shell 干燥粉气化	Prenflo 干燥粉气化
燃 机	GE	GE	SIEMENS	SIEMENS
净功率, MW	250	265	253	300
全厂净效率, %	42	40	43	45

数据来源：齐鲁证券研究所

图8：气化岛内系统流程图



数据来源：齐鲁证券研究所



B. 余热锅炉的使用是 IGCC 系统效率的保证

为了提高供电效率，四个电站均通过废锅产生中压或者高压饱和蒸汽以回收高品位的粗合成气显热。此外，IGCC 系统中还存在大量的低品位热量，如粗合成气低品位显热、燃气轮机抽气显热等。能否有效利用这些低品位热量会对 IGCC 系统的供电效率产生很大的影响(如对 Tampa 电站，可产生 1 到 4 个百分点的影响)。

IGCC 系统中低品位热量的利用方式主要有以下四种：1) 产生热水，通过饱和器对合成气加热加湿；2) 以直接换热或者间接换热的方式加热净合成气，提高进入燃气轮机的合成气温度；3) 产生低压蒸汽，为系统其他过程如脱硫工艺提供蒸汽；4) 预热锅炉给水。

因此，采取余热锅炉高温水加热等主动措施提高燃气轮机燃料进口温度是提高 IGCC 系统效率的重要技术措施。

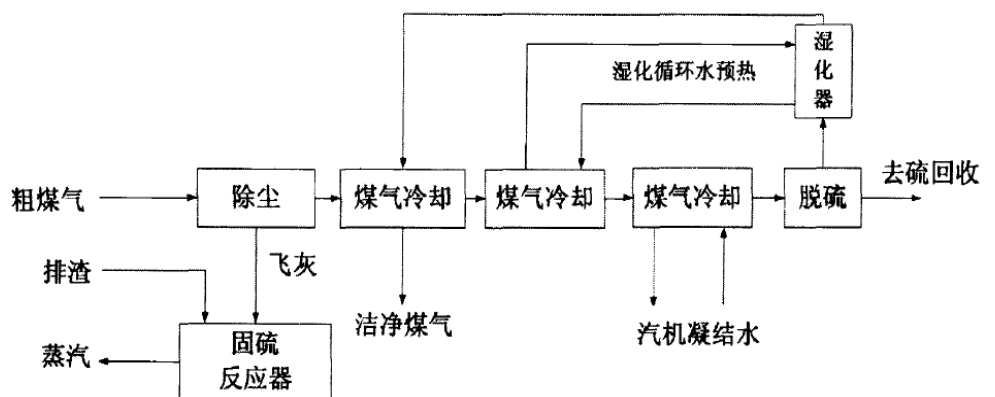
C. 煤气净化保证系统稳定环保

气化产生的粗煤气中含有粉尘、 H_2S 、 NH_3 、 HCl 及气态碱金属等污染物，不但污染环境，而且对后续工艺影响很大。所以，设备、工艺和环保要求出发，必须对气化产生的合成气进行净化处理。

煤气净化的主要内容是除尘、脱硫和脱除碱金属及杂质。而煤气中的碱金属等杂质一般在煤气除尘和脱硫过程中被脱除。所以，煤气净化的主要内容是除尘和脱硫。

净化单元包括：除尘、热回收及脱硫。净化单元的目的在于回收粗煤气显热、分离水分、脱除煤气中的硫化物，满足燃气轮机发电的要求。净化单元流程如图。流程描述为：粗煤气经陶瓷过滤器或者湿法洗涤除尘以后，经过热回收预热洁净煤气、加热燃料湿化用水、预热凝结水等，将煤气降温至约 $38^\circ C$ 左右再进入 NHD 脱硫单元，脱硫后的净煤气通过湿化并预热后送往燃气轮机。NHD 脱硫酸性气体经 Claus 硫回收工艺产生单质硫。

图9：净化岛内系统流程图



数据来源：齐鲁证券研究所



a. 燃气轮机的除尘技术一般分为常温除尘和高温除尘两种。

一般的常温煤气除尘工艺包括一个旋风分离器和一个湿式除尘器。旋风分离器一般采用经优化设计的单体高效旋风分离器。粗煤气经过旋风分离器预除尘后，约 90% 的煤尘被分离，然后进入湿式除尘装置，除去较细的颗粒。IGCC 示范电站中大多采用文丘利管水洗除尘装置，因为其结构简单、效率较高、热耗低，而且应用广泛、运行经验丰富，安全可靠。粗煤气经余热锅炉冷却至 200-300℃，经旋风分离器预除尘后，进入文丘利管进行水洗除尘。旋风分离器和文丘利管水洗除尘已可完全国产化，其商业化程度高，除尘效果好，运行经验丰富。

高温除尘是将粗煤气在较高温度下除尘，然后煤气以较高的温度被送入燃气轮机的燃烧室燃烧，充分利用高温煤气的显热和潜热，从而较大幅度地提高系统能量利用效率，并可简化净化系统，降低造价。因此，高温煤气净化的研究发展倍受重视。美国和欧洲一些国家都将高温煤气净化作为高效的第二代 IGCC 的主要内容。但高温煤气净化技术尚处于研究发展阶段，离商业化运行还有一定的距离。其中，高温陶瓷过滤器是目前被普遍认为是最有前途的高温除尘设备。

b. 煤气脱硫的方法主要有干法脱硫和湿法脱硫。

干法脱硫，通常称为高温脱硫法，是指通过高温脱硫剂（金属氧化物）和合成气中的含硫组分反应生产金属硫化物，从而达到脱除含硫组分的目的。优点是 1）可回收高温煤气中占热值约 15-20% 的显热，并提高发电效率 2% 以上并增加了输出功率；2）省去了热交换装置，减少了设备投资，简化了系统，降低了发电成本；3）硫回收弹性大，可视市场供需情况，生产硫磺或硫酸；4）煤气中的焦油等杂质不会因冷凝而堵塞系统。但是，目前存在着脱硫效率低、活性低、强度不够和使用温区范围窄等缺点，目前还处于试验性的阶段，还没有商业化的业绩。

湿法脱硫分为物理吸收法和化学吸收法。（1）物理吸收法：利用低温高压有利于吸收剂对酸性气体的吸收的特点。吸收酸性气后的吸收剂通过减压闪蒸使酸性气被解吸出来，吸收剂再循环利用，该方法适用于高压高浓度的酸性气体脱除。还可以利用吸收剂对 CO₂ 和 H₂S 的吸收能力不同，可以得到高浓度的 H₂S，因此可以有效的回收硫。物理吸收法主要有低温甲醇洗（Rectisol），Selexol 和 NHD 工艺等。（2）化学吸收法：利用碱性吸收剂，通常制成水溶液使用。吸收液的吸收能力取决于溶剂中所含吸收剂的浓度。吸收仅应在低温（40-120）下进行，适合脱除的浓度的酸性气体以及由低压原料气中脱除酸性气体。化学吸收法包括 MDEA 法。另外，还有物理吸收化学吸收相结合的方法，包括环丁砜法（Sulfinol）。

4、IGCC 循环经济产业链

在洁净煤技术中，主要包括了先进煤燃烧技术、烟气处理技术、煤炭气化技术、合成气净化技术以及煤炭液化技术等，而以煤气化为基础的 IGCC 和多联产是洁净煤技术的综合体现和具体内涵。将煤气化、煤气净化和联合循环发电技术有机地结合在一起，具有高效率、清洁、节水、适应燃料性广，易于实现多联产等优点。

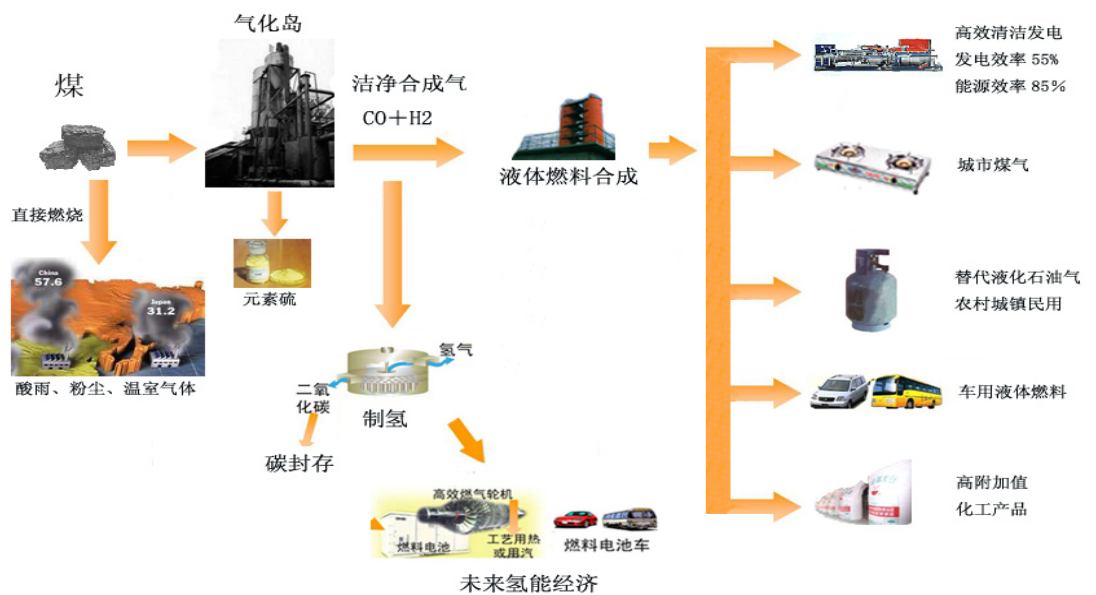


单纯用于发电的 IGCC 电厂的主要问题是基础投资较高，是一般的超临界电厂的 1.5 倍以上。而整体煤气化联合循环 (IGCC) 加上多联产是降低 IGCC 成本的方式之一，被认为是目前最具发展前景的清洁煤技术，它在燃烧前先去除烟气中的污染物，常规污染少，效率高，有利于综合利用煤炭资源，能同时生产甲醇、尿素等化工产品等等。

IGCC 煤基多联产技术就是将 IGCC 清洁煤发电技术和煤化工技术耦合的能源系统。具体来讲就是以煤、渣油或石油焦为原料，气化后生成粗合成气，再经净化的合成气用来实现电、化、热、气的联产，即在发电的同时，联产包括液体燃料在内的多种高附加值的化工产品、城市煤气等。

IGCC 多联产效果显著。目前国内首个 IGCC 多联产示范项目——兖矿煤气化发电与甲醇联产系统工业示范装置的折算供电效率达到 39.5%，大大高于常规火电 29% 的发电效率；同时燃气轮机的燃料气中掺烧近 20% 的甲醇弛放气，单位发电量的二氧化碳排放量减少了近 30%。现在，兖矿在 8 万千瓦 IGCC 发电与 24 万吨/年甲醇联产的基础上，正在进行 30 万吨/年甲醇、60 万吨/年醋酸以及 8 万千瓦 IGCC 发电项目联合试验。据介绍，“十一五”期间，我国还将建设浙江杭州华电半山 IGCC 示范工程、东莞电化 IGCC 示范工程、与百万吨级合成油集成的陕西榆林兖矿油电联产示范工程、山西潞安油电联产示范工程等 IGCC/联产示范工程。

图10：典型的IGCC多联产系统构成



数据来源：齐鲁证券研究所

碳一化工产业链

①原煤→合成气→合成氨→联碱→农业、食品、建筑材料等领域，以原煤为原料，经合成气生产合成氨，建设大型联碱装置，生产食品纯碱、重质纯碱、农业氯化铵、工业氯化氨、小苏打等，广泛用于农业、食品加工、建筑材料等领域。合成氨用于丙烯腈和乙醇胺的生产，实现煤化工和石油化工的结合。

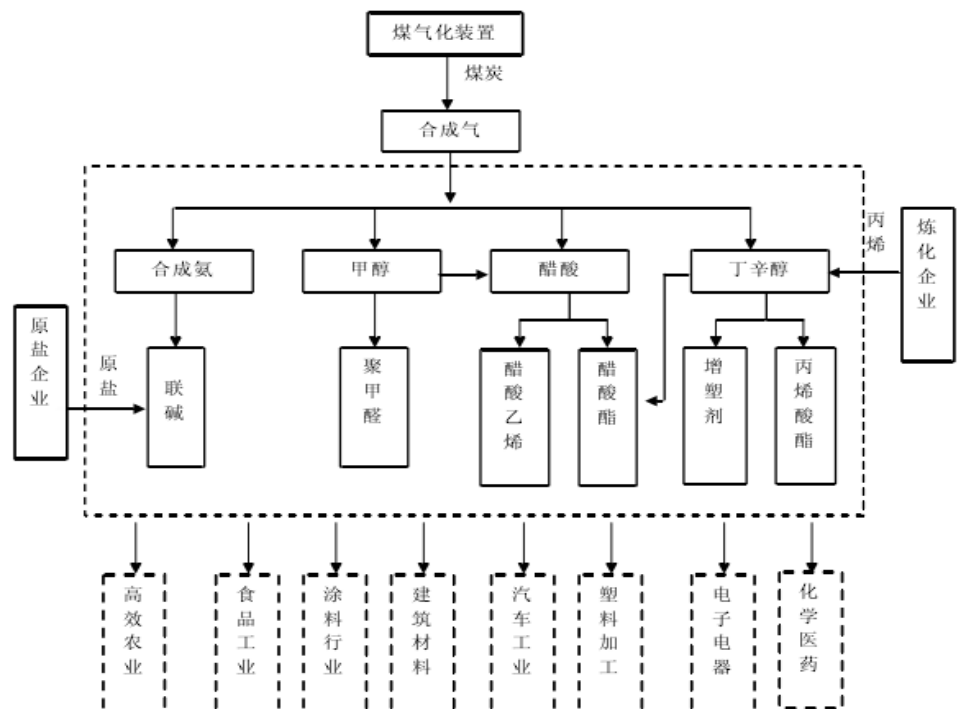


②原煤→合成气→甲醇→甲醛→聚甲醛→汽车、电子电器等领域以原煤为原料，经合成气生产甲醇，甲醇用于甲醛，再一步聚合成为聚甲醛，广泛用于汽车、电子电器等领域。甲醇还可以与 CO 羰基合成生产醋酸，发展醋酸下游产品。

③原煤→合成气→CO→醋酸→醋酸酯→涂料、油墨、医药等领域以原煤为原料生产合成气，提纯其中的 CO，再与甲醇羰基合成生产醋酸，醋酸与丁醇、辛醇等生产醋酸酯，广泛用于涂料、油墨、医药等领域。醋酸还可以与乙烯合成醋酸乙烯，发展醋酸乙烯下游产品如 EVA、聚乙烯醇等，实现与石油化工的结合。

④原煤→合成气→丁辛醇→DOP→塑料加工等以原煤为原料生产合成气，与丙烯羰基合成生产丁辛醇。丁醇、辛醇可以与醋酸合成醋酸酯，用作溶剂。辛醇与苯酐反应生产 DOP 等增塑剂，用于塑料加工。丁醇、辛醇还可以用于丙烯酸丁酯、丙烯酸辛酯等，用于涂料等领域。

图11：碳一化工产业链



数据来源：齐鲁证券研究所

基于 CCS 碳捕集的二氧化碳产业链

建设 CO₂ 分离和储存系统，发展 CO₂ 产业链，CO₂ 用途很广，但因气体运输困难限制其使用范围，主要用途有：用于农作物增产的 CO₂ 气体肥料和合成尿素（化肥）；利用其惰性气体特性可作电弧焊接、灭火材料、清洗剂、杀菌气体；用作制冷剂，如食品冷却、冷冻、金属冷处理、医药上低温手术、低温环境测试、吹塑成型等；用作压力源，如粉末灭火剂的压出剂、喷枪喷射剂等；用作铸型硬助剂、挤水泥浆、废水监测等；用作化学（化工）原料，制备各种有机化学品，如制备甲烷、甲醇及其衍生物、甲酸、甲醛、低碳烃类、碳酸盐类及其聚合物等；用于驱油以提高油田采收率。



制氢气、燃料电池产业链

进行新型煤制氢研究,用于燃料电池发电,该燃料电池是在一定条件下使燃料(主要是H₂)和氧化剂(空气中的O₂)发电化学反应,将化学能直接转换为电能和热能的过程。与常规电池的不同:只要有燃料和氧化剂供给,就会有持续不断的电力输出,采用煤气化燃料电池联合循环IGFC)可在IGCC的基础上提高发电效率,降低污染物排放量。

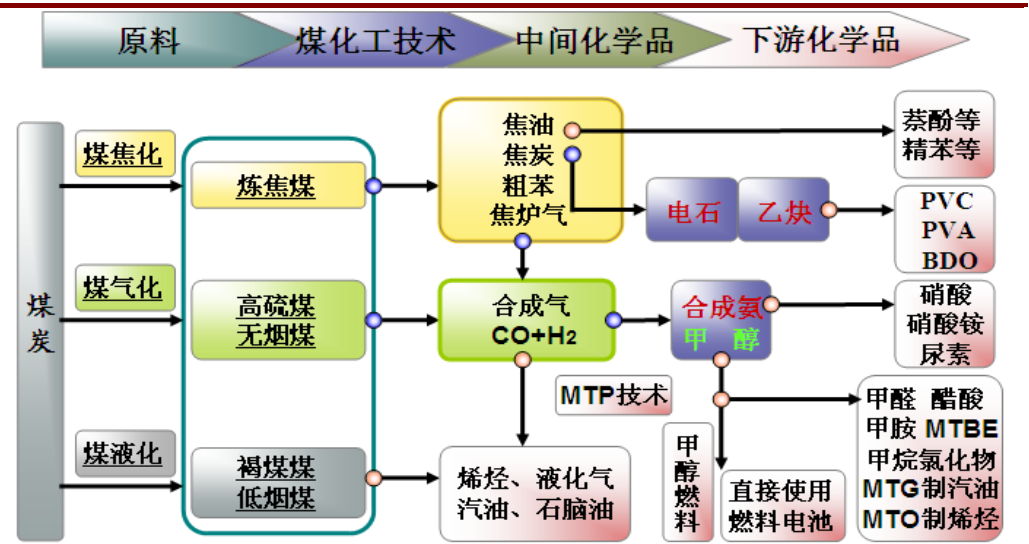
三、煤气化不仅是清洁煤电的关键技术

煤气化制得的煤气除了用于IGCC清洁煤发电,还主要用于如下几方面:(1)生产燃料煤气,燃料煤气又可分为工业燃气和城市煤气;(2)生产合成气用作合成氨、合成甲醇等化工产品以及合成液体燃料的原料气;(3)生产还原气和氢气。

目前煤气化是煤化工应用和发展比较成熟而广泛的一项单元技术。即在缺氧条件下使煤炭不完全燃烧成为气体(工业上成为合成气Syngas),该气体中主要含有一氧化碳、氢气和二氧化碳等,可以用来合成合成氨和甲醇以及其它包括尿素等各类氮肥、硝酸、联碱、二甲醚、烯烃和醋酸等。

煤炭气化是在适宜的条件下将煤炭转化为气体燃(原)料的技术,旨在生产民用、工业用燃料气和合成气,并使煤中的硫、灰分等在气化过程中或之后得到脱除,使污染物排放得到控制。煤炭气化近年来在国外得到较大发展,目的是为煤气化联合循环及多联产以及煤炭的液化提供理想的气源,扩大气化煤种,提高处理能力和转换效率,减少污染物排放。

图12: 煤化工产业链



数据来源: 齐鲁证券研究所

煤炭气化技术在100多年历史的研究开发与商业化应用中,相继开发出多种气化技术和工艺,按生产装置化学工程特征分类。气化技术可分为:固定床气化、流化床



气化、气流床气化、熔融床气化和地下煤炭气化技术几大类。我国多数正在运行的气化炉为水煤气或半水煤气固定床。气流床技术正在新起，目前世界上已经商业化的大型（250MW 以上）电站都采用气流床，有代表性的是以水煤浆为原料的 Texaco 和以干煤粉为原料的 Shell。

表 5：主要煤气化技术分类

类型	原料煤	主要优点	主要缺点	代表炉型
固定床	块煤 (10~50mm)	使用劣质煤气化；氧耗量低； 设备简单，加压气化生产能力高； 技术原理容易掌握；	不粘块煤原料昂贵，生产单元多； 净化流程长，气化度低； 酚类、焦油等较多；扩展产能困难	UGI、鲁奇炉 Lurgi、 液态排渣鲁奇炉 BGL
流化床	碎煤 (<6mm)	备煤加工费最低；气化强度大， 便于大规模设备的建设；简化了 煤气净化及污水处理； 炉温低可长期运行；	要求较高反应活性和灰熔点的煤； 碳损失较大；废热锅炉磨损严重	Winkler、HTW、U-gas、 KRW、CFBG、恩德炉、 ICC 灰熔聚气化炉
气流床	粉煤 (<0.1mm)	煤粒被气流隔开，单独反应； 流程紧凑、副产高压蒸汽的利用 价值高，扩展产能较容易 合成气质高，产品气可适用于化 工合成，制氢和联合循环发电；	高温运行，氧耗高；停留时间短； 碳转化率相对较低，能耗大； 喷嘴寿命短；设备结构复杂； 关键部件国产率低	Shell、GE (Texaco)、 Prenflo、K-T、GSP、E-gas 及国内的多喷嘴气化炉、 多元料浆气化炉 MCSG、 HT-L 航天炉

数据来源：齐鲁证券研究所

表 6：主要气化炉技术指标比较

项目	航天炉	德士古炉	壳牌炉	固定床	多喷嘴水煤浆
原料煤输送方式	干煤粉 气体输送	65%水煤浆 泵输送	干煤粉 气体输送	块状 泵输送	65%水煤浆 泵输送
碳转化率(%)	≥99	96~98	>99	85	97
有效成份(CO+H ₂ , %)	90~92	78~81	89~93	75	85
比氧耗 [Nm/1000Nm(CO+H ₂)]	330~360	410~430	330~360	430	360
比煤耗 [Nm/1000Nm(CO+H ₂)]	600	550	520	--	560
投资(亿元)	10	12	15	6	10
适宜煤种	几乎所有煤种，实现原料煤本地化	较广泛，要求灰熔点低于 1250 度，成浆性好	几乎所有煤种以无烟煤最佳	限制较多 无烟煤、块煤、型煤，	较广泛，对煤质有一定要求
运行效果	运行良好、口碑好	运行良好很成熟	运行不太顺利	需要型煤改造来降成本	运行良好
成功运行案例	临泉化工	鲁南化肥	湖北双环、中石化、柳化股份	湖北宣化	兖矿国泰、华鲁恒升

数据来源：齐鲁证券研究所



我国是世界上煤气化技术应用最多的国家，煤气化在我国的应用已有一百多年的历史。但是长期以来，国内煤化工之所以不能大规模地发展，就是因为国内缺乏自主的粉煤加压气化技术。而进口的技术也不能完全满足国内煤化工的需求——如果选用德士古煤气化技术，无法实现原料煤的本地化；选用壳牌煤气化技术的投资又太大，多数厂家不能保证设备长周期，有一定的煤种选择性。

目前全国有近万台气化炉在运行，其中 90% 中小企业采用的气化技术是常压水煤气发生炉，其它气化技术还有固定床 Lurgi 炉、湿法进料气流床 Texaco 炉和干法进料气流床 Shell 炉。通过引进国外技术和设备，固定床、流化床和气流床煤炭气化技术均已得到应用，相继引进和签约了 20 余套大型 Lurgi、Texaco 和 Shell 气化装置，煤炭地下气化也得到了一定程度的推广和利用，大型工业化试验正在进行。目前新建项目已很少采用固定床气化装置。我国目前采用煤气化技术大都用来生产化工合成气和城市煤气、近年来有用于多联产的规划和示范项目。

国内煤气化技术研究方面，中国科学院山西煤化所和华东理工大学等单位分别在流化床和气流床煤气化技术开发方面都取得重大成果，多喷嘴对置水煤浆气化等技术是拥有了自主知识产权的煤气化核心技术。西安热研究院有限公司开发的两段式干粉加压气化技术和中国航天科技集团公司北京航天动力研究所研制的航天炉，具有投资少，工期短，操作简便等优点，适应中国煤化工产业的实际，正在示范推广中。



四、相关上市公司一览

表 7：相关上市公司一览

重点领域	所属子行业	相关上市公司
电力	电力	华能国际、华电国际、粤电力
煤化工	新型煤化工	中煤能源、兖州煤业、兰花科创、中国神华 广汇股份、中国石化、潞安环能、伊泰 B
工业节能	余热锅炉	海陆重工、华光股份、东方电气、烟台冰轮
	清洁煤技术	中国神华、华光股份、海陆重工、科达机电 东方电气、天科股份、中核科技、国电南自
	煤层气利用	中国石油、中国石化、潞安环能、准油股份 石油济柴、天科股份、中煤能源、西山煤电

数据来源：齐鲁证券研究所


投资评级说明

类 别	级 别	定 义
公 司	推荐	预计未来 6-12 个月内，股价相对强于市场基准指数 20%以上
	谨慎推荐	预计未来 6-12 个月内，股价相对强于市场基准指数 10%—20%
	中性	预计未来 6-12 个月内，股价相对市场基准指数变动幅度为-10%—10%
	回避	预计未来 6-12 个月内，股价相对市场基准指数跌幅为 10%以上
行 业	推荐	预计未来 6-12 个月内，行业指数将相对强于市场基准指数
	中性	预计未来 6-12 个月内，行业指数将基本与市场基准指数持平
	回避	预计未来 6-12 个月内，行业指数将相对弱于市场基准指数

重要声明

本报告基于我公司及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但我公司及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，可能会随时调整。报告中的信息或所表达意见不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，我公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。在法律允许的情况下，我公司及其我公司的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。我公司及其我公司的关联机构或个人可能在本报告公开发布之前已经使用或了解其中的信息。

本报告版权归“齐鲁证券研究所”所有。未经事先书面授权，任何人不得对本报告进行任何形式的发布、复制。如引用、刊发，需注明出处为“齐鲁证券研究所”，且不得对本报告进行有悖原意的删节或修改。

齐鲁证券有限公司研究所

地址：山东济南市经十路 71 号华特广场 B 座 5F

邮编：250061

电话：(86531) 8128-3789

传真：(86531) 8128-3791

地址：上海浦电路 438 号双鸽大厦 19 层

邮编：200122

电话：(8621) 5820-8334

传真：(8621) 5831-8543

