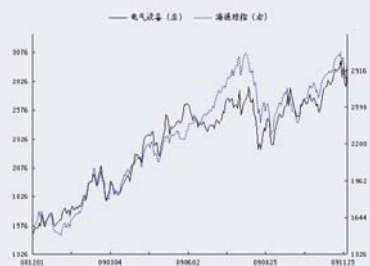


增 持 维持

电气设备与新能源行业

2009 年 12 月 11 日

市场表现



资料来源：海通证券研究所

相关研究

电力设备行业报告	2008.12
太阳能行业报告	2009.5
电力设备行业报告	2009.6
电力设备行业跟踪报告	2009.11

电力设备行业首席分析师

詹文辉

电 话：(021) 23219412
Email: zhanwh@htsec.com

电力设备行业助理分析师

张 浩

电话：(021) 23219383
Email: zhangh@htsec.com

低碳经济浪潮已然来临

● **低碳经济将成为资本市场长期投资主题。**哥本哈根会议拉开低碳经济的大幕，气候变化、环境污染和能源紧张使得各国比以往任何时候都重视经济的可持续发展。而中国作为最大的碳排放国，实现经济增长与环境压力的平衡是未来将面临的严峻挑战。我们认为在这轮新经济浪潮中，低碳行业将面临巨大的发展机遇，而在资本市场上也将有长期的投资机会。低碳经济之核心是“开源节流”，在“开源”领域，建议关注太阳能、风电、核电等新能源，在“节流”领域，建议关注清洁煤发电技术（IGCC）、特高压和智能电网、工业节能、建筑节能和交通节能等。

● **低碳经济战略奠定国内新能源产业长期发展前景。**虽然备受瞩目的新能源产业规划尚未正式出台，但我们已经从各种途径看到了未来十年国内新能源产业发展的大致规划，未来十年各类新能源产业均面临巨大发展空间，产业长期发展前景看好。就目前国内新能源产业的发展态势而言，我们认为目前风电产业的发展最为成熟，到 2010 年左右，国内风电设备产业将达到相当规模，不过随之而来的产业竞争加剧和产品价格下跌可能使短期风电设备商面临巨大挑战。核电设备国产化是未来核电设备产业发展的首要任务，我们认为随着产业规模不断扩大和产业技术成熟，具有高进入壁垒的核电设备供应商将从中受益。太阳能产业是目前国内应用最不成熟的新能源产业，但也是未来产业增长空间可能最大的新能源产业，国内太阳能产业的推动和发展进程依赖于政府制定的光伏补贴政策力度而定，从长远来看，中国光伏市场需求巨大，其中具备竞争优势的企业将获得巨大发展机遇。

● **IGCC，清洁煤发电技术的未来。**中国的能源结构决定清洁煤发电技术将是节能减排的重点突破领域。目前，IGCC 还主要应用于煤化工领域，一旦 IGCC 技术延伸至燃煤发电大市场，国产化设备厂商将进入崭新时代。

● **特高压和智能电网引领能源传输新变革。**2009 年，受经济环境以及上网电价单向上调影响，电网公司投资惨淡收场。随着销售电价上调，以及国家建立“坚强智能电网”发展规划的部署，作为“十一五”最后一年，电网投资再次低于预期的可能性较小。我们认为特高压和逐步的智能配电网建设将是“十二五”电网投资建设的主要发展方向。投资布局上，我们认为一次设备景气度仍将维持，我们重点倾向于关注二次设备公司的成长机遇，尤其是拥有技术优势的小公司，其成长潜力巨大。

● **在整个行业背景下，我们重点推荐的公司为：华光股份、金风科技和天威保变。**

华光股份：主要驱动因素：（1）2010 年 1 季度神华订单签约可能性较大，这意味着 IGCC 对于公司将具备实际意义而不仅仅是概念；（2）公司估值优势显著。我们预计公司 2010 年每股收益为 1.02 元，目前动态市盈率不到 20 倍。

金风科技：主要驱动因素：（1）我们预计公司有望于 2010 年一季度登陆香港市场，龙源电力 H 股登陆遭到投资者的大力追捧（募集 175 亿港元，236 倍认购），我们认为金风有望复制该表现，这对公司 A 股表现将是驱动；（2）公司风电场的运营模式；（3）公司的海外市场扩张战略；（4）2.5MW 风机的竞争优势。

天威保变：主要驱动因素：（1）全球光伏市场复苏，公司具备资金优势、技术优势、规模优势、产业链优势，业绩弹性将非常大；（2）公司资产注入的预期强烈。

目 录

投资要点.....	6
1. 迎接低碳时代的到来.....	7
1.1 哥本哈根会议引领低碳浪潮.....	7
1.2 中国已经是最大的碳排放国.....	7
1.3 中国低碳经济路线图：开源节流.....	8
2. 太阳能：底部确立，2010 复苏可期.....	9
2.1 国际市场复苏趋势明确.....	9
2.2 国内市场破冰，爆发增长尚待固定电价政策.....	11
2.3 短期供过于求局面仍将维持.....	13
2.4 多晶硅价格跌势趋缓，晶体硅组件成本有进一步下降空间.....	15
2.5 投资策略：行业长期投资价值出现.....	17
3. 风电：产业进入相对成熟阶段.....	18
3.1 风电行业进入稳定增长阶段.....	18
3.2 整机行业竞争加剧，洗牌不可避免.....	19
3.3 考虑 CDM，风电场运营 IRR 可观.....	20
3.4 投资策略：投资行业龙头.....	21
4. 核电：核电设备国产化是必经之路.....	22
4.1 中国核电进入新的快速增长期.....	22
4.2 核电设备厂商将获益行业增长.....	25
4.3 核电设备国产化是必经之路.....	26
4.4 核电行业投资策略：盈利贡献弹性+技术突破.....	27
5. IGCC，清洁煤发电技术的未来.....	28
5.1 IGCC，燃煤发电新技术.....	28
5.2 当前国内主要市场在煤化工领域.....	29
5.3 煤电大市场可能是 IGCC 未来的发展方向.....	29

5.4 投资策略：关注关键设备国产化带来的投资机遇.....	29
6. 特高压和智能电网引领能源传输新变革.....	30
6.1 2010 年电网投资有保障.....	30
6.2 智能电网建设将有序展开	30
6.3 投资策略：把握投资节奏.....	33

图目录

图 1 冰川融化,《2012》震撼景象是幻想亦或是真实?	7
图 2 2006 年全球碳排放——中国跃居第一	8
图 3 2008 年各国能源消费结构	8
图 4 YGE 出货量情况	9
图 5 Trina Solar 出货量情况	9
图 6 MEMC 营业收入与毛利率变动	9
图 7 Suntech 营业收入与毛利率变动	9
图 8 Trina Solar 营业收入与毛利率变动	10
图 9 YGE 营业收入与毛利率变动	10
图 10 First Solar 营业收入与毛利率变动	10
图 11 Q-Cells 营业收入与营业利润率变动	10
图 12 光伏市场供需局面 (GW)	15
图 13 多晶硅现货和长单价格走势 (\$/kg)	15
图 14 太阳能光伏组件成本计算表	16
图 15 中国风电装机容量增长趋势	19
图 16 特许权招标市场集中度	20
图 17 各国核能发电占比 (%)	23
图 18 各国核能发电总量 (TWh)	23
图 19 中国核电机组投资成本 (usd/kw)	25
图 20 核电设备厂商市场占有率	26
图 21 IGCC 发电系统流程图	28

表目录

表 1 主要投资策略观点	6
表 2 中国长期可再生能源发展目标 (GW)	8
表 3 低碳经济产业链	8
表 4 各国新增装机预测 (MW)	10
表 5 中国的光伏补贴政策	11
表 6 2009 年 7-9 月中国获批的光伏项目	11
表 7 中国西部光伏项目固定电价模式 IRR 分析	12
表 8 中国 BIPV 光伏项目投资补贴模式 IRR 分析	12
表 9 新能源附加上调——光伏固定电价补贴	13
表 10 主要大厂产能扩张计划 (1000t)	14
表 11 中国多晶硅产能估计 (1000t)	14
表 12 光伏行业相关上市公司	18
表 13 2010 年国内风电整机有效产能汇总	19
表 14 金风科技 1.5MW 风机特许权招标中标价格	20
表 15 风电场运营商 (MW)	20
表 16 中国 50MW 风电场项目 IRR 分析	21
表 17 风电行业相关上市公司	22
表 18 中国运行的核电机组	23
表 19 中国在建和拟建的核电机组	23
表 20 1000MW 核电机组的设备成本构成以及未来核电设备的市场空间	25
表 21 在建电站关键设备国产化程度	26
表 22 2009H1 三大动力核电订单 (亿元)	27
表 23 核电行业相关上市公司	27
表 24 IGCC 相关上市公司	29

表 25	晋东南—荆门特高压交流示范工程主要设备商.....	31
表 26	2012 年之前建成的特高压线路.....	32
表 27	智能电网建设受益公司.....	33

投资要点

低碳经济产生的根源在于能源危机、环境保护和经济持续发展。目前哥本哈根会议正如火如荼进行，发展中国家和发达国家之间的论战异常激烈，我们认为中性预期下最终达成全球减排的框架性协议可能性仍较大。如果能够达成较好的减排协议，低碳经济在各国将获得较好推广，后哥本哈根时代将迎来一轮低碳经济浪潮。

中国目前是全球碳排放最多的国家，未来发展将面临外在发达国家的压力以及内在的经济增长方式的转变。中国已经提出 2020 年的减排目标，未来在经济增长和环境保护方面将面临巨大压力和挑战，经济结构转型势在必行，而低碳经济是协调二者矛盾的唯一出路。中国可以利用目前在低碳经济方面的成本优势，抓住新一轮经济成长的机遇。

基于此，我们认为低碳经济将成为资本市场上长期的投资主题。低碳经济之核心是“开源节流”，在“开源”领域，主要关注可再生能源的发展，主要包括风能、核能和太阳能等，短期核能和风能的发展最为成熟、而长期太阳能的发展空间最大。在“节流”领域，我们关注高碳部门的低碳改造，主要涉及清洁煤电技术（IGCC）、特高压和智能电网建设、工业节能、建筑节能和交通节能等。

表 1 主要投资策略观点

关注子行业		投资策略	关注标的
开源	太阳能	拐点确立，2010 年需求复苏可期，长期投资机会出现。投资标的的选择上要注重规模优势（面对需求上升弹性足）、成本优势（价格下降趋势中有竞争优势）和技术优势（重点跟踪薄膜技术的突破）。	天威保变 海通集团
	风电	风电将进入平稳增长期，行业将进入洗牌阶段。投资标的的选择上关注差异化经营模式和龙头公司。	金风科技
	核电	10 年 4500 亿设备市场，设备厂商将受益。投资标的的选择上把握盈利贡献弹性和技术突破。	东方电气 中核科技
节流	IGCC	清洁煤电技术的未来，关注关键设备国产化带来的投资机遇。	华光股份
	智能电网	2010 年国网投资可以期待，智能电网建设将是“十二五”电网投资建设的主要发展方向，建议把握投资节奏。一次设备景气维持；二次设备面临巨大发展机遇，关注其中有技术优势小公司的成长。	特变电工 平高电气 置信电气 国电南瑞 荣信股份 科陆电子

资料来源：海通证券研究所

我们重点推荐的公司为：华光股份、金风科技和天威保变。

华光股份：主要驱动因素：（1）2010 年 1 季度神华订单签约可能性较大，这意味 IGCC 对于公司将具备实际意义而不仅仅是概念；（2）公司估值优势显著。我们预测公司 2010 年每股收益为 1.02 元，目前动态市盈率不到 20 倍。

金风科技：主要驱动因素：（1）公司有望于 2010 年一季度登陆香港市场，龙源电力 H 股登陆遭到投资者的大力追捧（175 亿港元，236 倍认购），我们认为金风有望复制该表现，这对公司 A 股表现将是驱动；（2）公司风电场的运营模式；（3）公司的海外市场扩张战略；（4）2.5MW 风机的竞争优势。

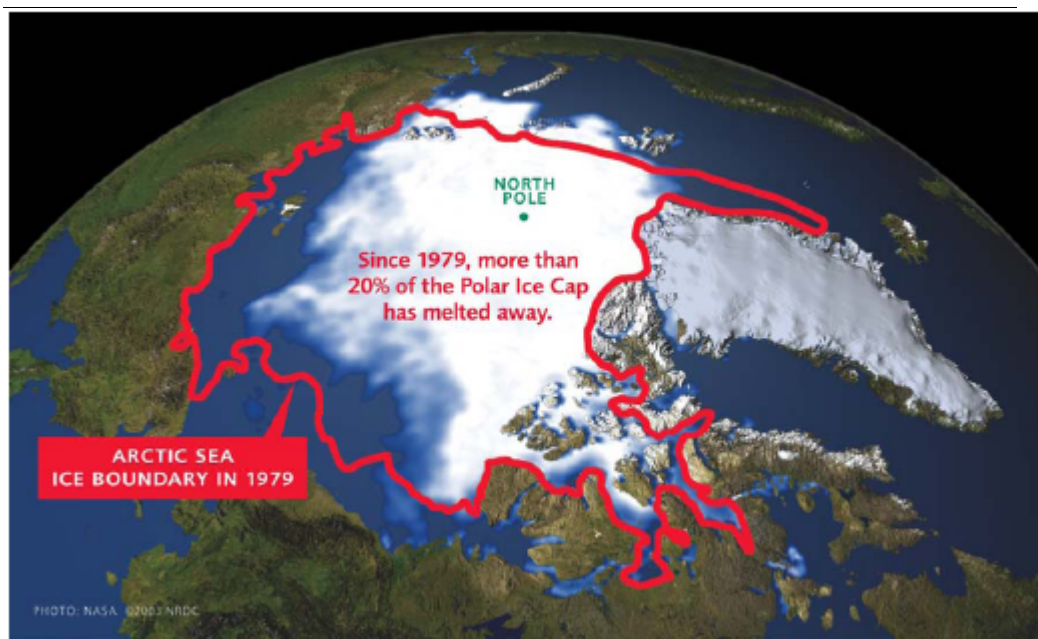
天威保变：主要驱动因素：（1）全球光伏市场复苏，公司具备资金优势、技术优势、规模优势、产业链优势，业绩弹性将非常大；（2）公司资产注入的预期强烈。

1. 迎接低碳时代的到来

1.1 哥本哈根会议引领低碳浪潮

新能源产生的根源是人类对环境意识的提高和对传统化石能源枯竭的担忧。金融危机的爆发更加深了各国对于传统经济结构的反思，产业结构转型已经成为共识，而日本 70 年代的例子可以证明，改变高耗能的经济增长方式有利于应对滞胀的经济环境。因此，在产业结构转型中，新能源产业成为解决问题的关键，低碳经济成为发展趋势。

图 1 冰川融化，《2012》震撼景象是幻想亦或是真实？



资料来源：海通证券研究所

2009 年 12 月 7 日-12 月 18 日，192 个国家的环境部长和其他官员在丹麦首都哥本哈根举行为期两周的《联合国气候变化框架公约》缔约方第 15 次会议，商讨《京都议定书》到期后的后续方案，就未来应对气候变化的全球行动签署新的协议。此前，美国、中国都纷纷对碳排放提出各自的目标，虽然美国相比 1990 年减排 4% 的目标低于大家的预期，但我们认为中美两国作为发展中国家和发达国家的代表，两国纷纷提出减排目标，对于哥本哈根会议各国最终达成减排共识是积极因素。

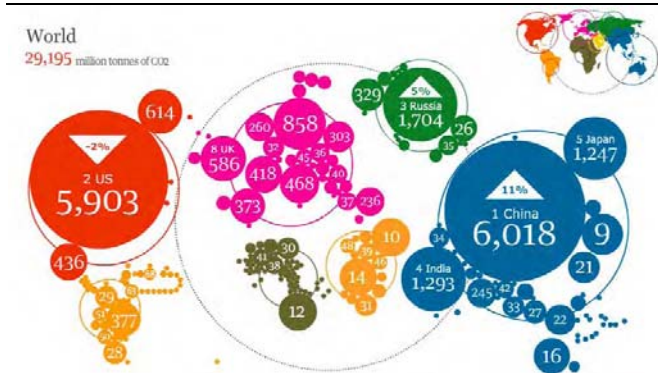
基于中性预期，我们认为哥本哈根会议最终达成全球减排的框架性协议可能性较大。在此框架下，代表发达国家的美日欧和代表发展中国家的中印将同意协商解决碳减排和碳交易问题。如果能够达成较好的减排协议，低碳经济在各国将获得较好推广，后哥本哈根时代将迎来一轮低碳经济浪潮。

1.2 中国已经是最大的碳排放国

中国粗放式的经济增长方式以及传统能源消费结构使得中国 2006 年碳排放就达到 60.18 亿吨，成为全球最大的碳排放国。而随着各国在碳减排方面达成共识，中国碳排放压力骤增。美国众议院通过的《清洁能源安全法案》中规定，美国有权对从包括中国在内的不实施碳减排限额国家所进口的产品征收碳关税，法国和德国也加入其中，这对中国的出口制造业将产生严重不利影响。基于此，中国在美国提出减排目标之后确定 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% 的碳排放强度目

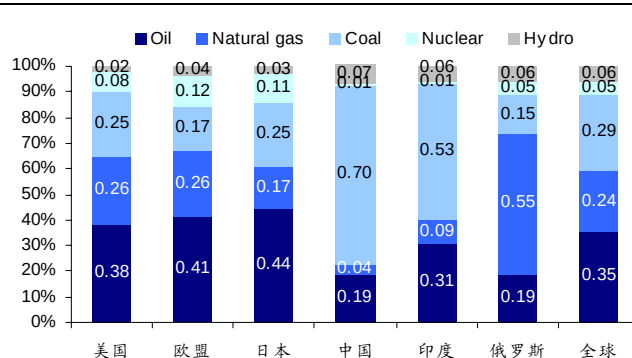
标。中国为实现该碳减排强度目标，未来在经济增长和环境保护方面将将面临巨大压力和挑战，经济结构转型势在必行，而低碳经济是协调二者矛盾的唯一出路。

图 2 2006 年全球碳排放——中国跃居第一



资料来源: Greenpeace

图 3 2008 年各国能源消费结构



资料来源: 海通证券研究所

1.3 中国低碳经济路线图：开源节流

低碳经济之核心是“开源节流”，在“开源”领域，主要关注可再生能源的发展，主要包括风能、核能和太阳能等，短期核能和风能的发展最为成熟、而长期太阳能的发展空间最大。

表 2 中国长期可再生能源发展目标 (GW)

	2006	2007	2008	2009E	2020E
火电	483.9	555	598.7	626.3	1018.00
水电	128.8	146.5	171.3	186.3	300
核电	6.8	8.6	8.6	8.6	80
风电	2.6	5.6	11.8	14.3	150
其他	-	2.2	4	4.2	50
总装机容量	622.1	717.9	794.4	839.7	1598.00

资料来源: 海通证券研究所

在“节流”领域，我们关注高碳部门的低碳改造，主要涉及清洁煤电技术 (IGCC)、特高压和智能电网建设、工业节能、建筑节能和交通节能等。

我们认为在低碳经济浪潮中，中国必将抓住一切有利机会，在以上各领域寻求突破。而在资本市场上，低碳经济也将成为长期的投资主题。

表 3 低碳经济产业链

能源供应	能源传输与存储	能源消费
新能源: 太阳能、风能、核能、水能、生物质能等 清洁煤电: IGCC	电池: 镍氢电池、锂电池、薄膜电池、氢电池等 智能电网: 特高压、数字变电站、调度系统、智能配电网、智能电表等	工业节能: 余热锅炉、电机节能 建筑节能: BIPV、节能材料、能源合同管理等 交通节能: 电动汽车、混合动力车等

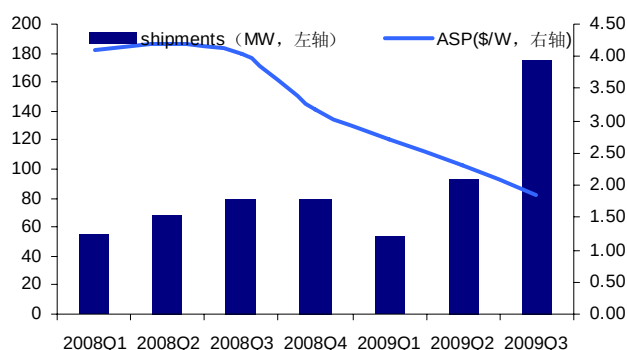
资料来源: 海通证券研究所

2. 太阳能：底部确立，2010 复苏可期

2.1 国际市场复苏趋势明确

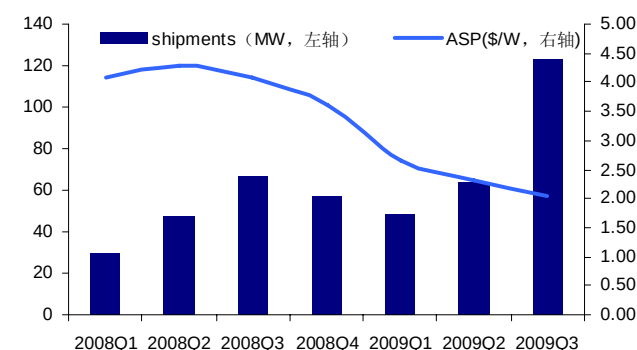
从全球主要多晶硅、晶体硅组件、薄膜组件厂商（MEMC、Suntech、Trina Solar、YGE、First Solar 和 Q-Cells）出货量、销售收入和毛利率情况看，全球光伏行业三季度复苏显著，而尤以国内厂商表现抢眼。

图 4 YGE 出货量情况



资料来源：Bloomberg

图 5 Trina Solar 出货量情况

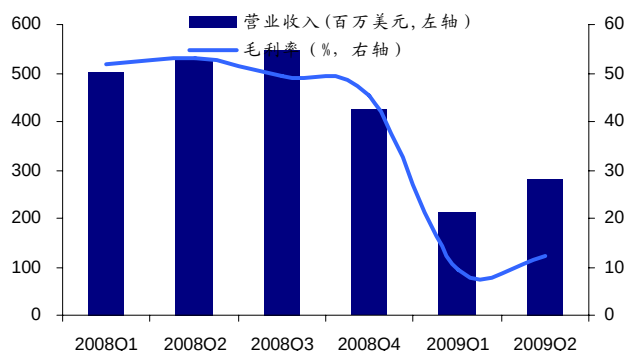


资料来源：Bloomberg

出货量：国内组件厂商三季度出货量均大幅增长，且均调升 09 年全年的出货量水平。天威英利将 2009 年的销量下限由 450MW 提升至 490MW，无锡尚德将全年的电池组件目标出货量从 600MW 上调到 640-660MW。三季度销量大幅增长源于德国市场需求的激增。德国市场，受 2010 年中期固定电价有可能大幅降低影响，近期光伏系统安装大幅增加。从德国官方安装数据看，截止 6 月份德国累积安装容量仅为 500MW，但从 7 月到 9 月每个月安装量即达到 300MW，按此水平推算到 09 年底，德国市场将达 2.3GW，最高预计可达 3GW，德国市场高景气有望延续到 2010 年中期。未来两个季度出货量仍将维持景气。

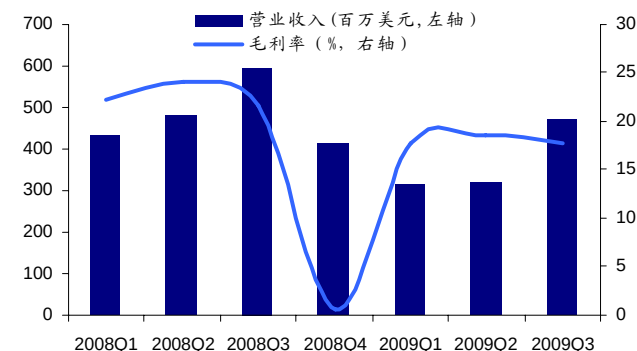
收入和毛利率。受多晶硅价格暴跌影响，多晶硅企业复苏进程仍然较为缓慢。这基本验证我们之前的判断，组件厂商先于多晶硅厂商复苏。晶体硅组件厂商中，虽复苏趋势确立，但也表现出结构性分化：（1）薄膜组件，以 First Solar 为代表，因成本优势，毛利率基本维持 50% 以上，继续从晶体硅组件抢占市场份额；（2）晶体硅组件厂商中，因劳动密集型的特点，中国公司继续从欧洲的竞争对手中抢占市场份额。我们看到 Q-Cells 表现仍然低迷，在 Q-Cells 2009 年 2 季度的电话会议上，公布出货量同比下滑，并公布压缩成本的方案，关闭德国的一些厂房，反映出巨大的成本压力。

图 6 MEMC 营业收入与毛利率变动



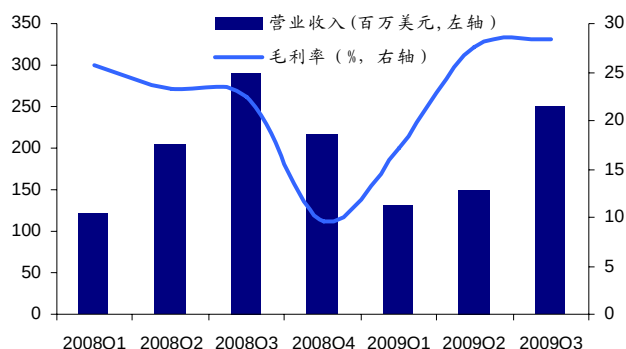
资料来源：Bloomberg

图 7 Suntech 营业收入与毛利率变动



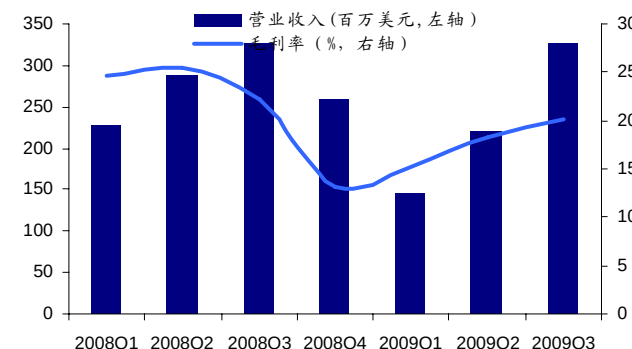
资料来源：Bloomberg

图 8 Trina Solar 营业收入与毛利率变动



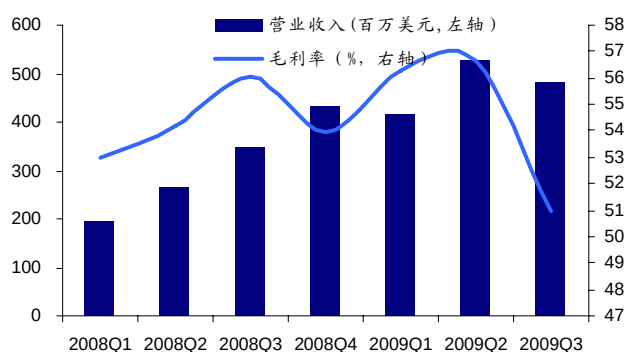
资料来源：Bloomberg

图 9 YGE 营业收入与毛利率变动



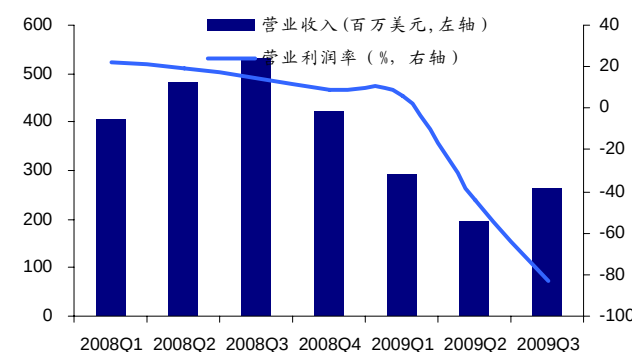
资料来源：Bloomberg

图 10 First Solar 营业收入与毛利率变动



资料来源：Bloomberg

图 11 Q-Cells 营业收入与营业利润率变动



资料来源：Bloomberg

经历 2009 年温和的市场，我们预计 2010-2011 年光伏装机将分别增长 44% 和 38%。主要的驱动力来自于：（1）全球经济的持续复苏；（2）整个产业链相关产品价格的暴跌，成本优势显现；（3）行业供过于求局面仍将维持；（4）光伏项目可观的投资收益；（5）低碳经济引领全球范围的政策扶持。

2009 年下半年的强劲增长来自德国，预计 2010 年德国需求仍将维持较高水平。另外，2010 年美国、中国、意大利的需求值得期待。

表 4 各国新增装机预测 (MW)

	2006	2007	2008	2009E	2010E	2011E
比利时	2	18	48	175	125	130
捷克	0	3	51	100	160	200
德国	850	1100	1500	2500	2800	3200
西班牙	88	560	2511	375	500	600
意大利	13	42	258	500	800	1100
希腊	1	2	11	52	200	450
法国	8	11	46	300	500	850
葡萄牙	0	14	50	50	80	180
其他欧洲国家	12	12	17	28	250	325
美国	145	207	342	500	1000	1500
中国	12	20	45	200	500	1000
日本	287	210	230	500	800	1200

韩国	20	43	274	200	350	450
印度	12	20	40	100	200	250
其他	153	125	126	400	600	800
合计	1603	2392	5559	6202	8940	12310
增长率		49%	132%	12%	44%	38%

资料来源：EPIA，海通证券研究所

2.2 国内市场破冰，爆发增长尚待固定电价政策

2.2.1 BIPV 和“金太阳”政策已经引领国内市场启动

表 5 中国的光伏补贴政策

刺激计划	补贴类型	政策细则	说明
屋顶/BIPV 补贴计划	装机补贴	系统>5 万 Wp，补贴范围在 15-20 元/Wp	重点在屋顶和 BIPV 建设项目，潜在装机容量为 200MW
“金太阳”示范工程	装机补贴	系统>30 万 Wp，城市和农村地区的补贴最多分别可达装机成本的 50%和 70%	2009-2011 年目标装机容量为 500-600MW
太阳能规划		2020 年 20GW 的装机容量目标	尚未正式出台
国家上网电价	上网电价	拟议的上网电价为 1.09-1.50 元/千瓦时	

资料来源：海通证券研究所

2009 年，中国政府制订了太阳能屋顶计划和“金太阳”工程以刺激国内太阳能需求。目前看，政策的刺激效果已经出现。2009 年 7-9 月，财政部批准了近 10GW 的光伏项目，投资金额将近 1500 亿元。中国的太阳能公司，如英利、尚德和江西赛维近期获得了数个新光伏项目，总容量约在 5GW，完工日期在 2010 到 2020 年之间。如果中国式的上网电价政策能够明确，国内大市场启动无疑。

表 6 2009 年 7-9 月中国获批的光伏项目

公司名称	项目审批机构	省份	项目规模 (MW)	获批月份
林洋新能源	呼和浩特市政府	内蒙古呼和浩特市	600	09 年 9 月
加拿大太阳能	包头市工业园区	内蒙古包头	500	09 年 8 月
加拿大太阳能	宿迁市政府	江苏	200	09 年 9 月
浙江昱辉	盐城市政府	江苏	500	09 年 7 月
天威英利	海南省开发建设总公司	海南	300	09 年 7 月
尚德电力	攀枝花市政府	四川	500	09 年 6 月
尚德电力	华电新能源技术开发公司	江苏，上海，中国西部	500	09 年 7 月
尚德电力	中国省政府	陕西，四川，宁夏，青海	1800	09 年 7 月
尚德电力	宁夏回族自治区政府	四川，宁夏	500	09 年 7 月
尚德电力	江苏省政府	江苏	100	09 年 8 月
江西赛维	青海省政府	青海	500	09 年 7 月
江西赛维	宿迁市政府	江苏	300	09 年 8 月
江西赛维	盐城市政府	江苏	500	09 年 8 月
国电集团	格尔木市政府	青海	1000	09 年 8 月
First Solar	中国政府	内蒙古	2000	09 年 9 月
总计			9800	

资料来源：海通证券研究所

2.2.2 中国光伏项目的投资收益率分析

表 7 中国西部光伏项目固定电价模式 IRR 分析

IRR分析假设条件			发电重(kWh/kW/yr)							
1MW光伏系统IRR分析	2009E	RMB	固定电价 (\$/kwh)							
组件成本(\$/W)	1.90	12.98	RMB	0.89	0.96	1.02	1.09	1.16	1.23	1.30
BOS成本(\$/W)	1.53	10.45	us\$	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19
安装成本(\$/W)	3.43	23.43	2200	3.53%	4.75%	5.95%	7.16%	8.37%	9.59%	10.82%
系统补贴(\$/W)	0.00	0.00	2400	4.97%	6.28%	7.60%	8.92%	10.26%	11.60%	12.97%
发电量(KWh/kW/yr)	2800		2600	6.39%	7.82%	9.25%	10.70%	12.17%	13.66%	15.18%
固定电价(\$/KWh)	0.16	1.09	2800	7.82%	9.36%	10.93%	12.51%	14.13%	15.77%	17.44%
所得税率(%)	25.00%		2900	8.53%	10.14%	11.77%	13.43%	15.12%	16.84%	18.59%
贷款利率	6.00%		3000	9.25%	10.93%	12.63%	14.36%	16.13%	17.93%	19.76%
自有资金	30.00%		3100	9.98%	11.72%	13.49%	15.30%	17.14%	19.02%	20.94%
贷款	70.00%		3200	10.70%	12.51%	14.36%	16.24%	18.17%	20.13%	22.14%
自有资金IRR	12.51%		光伏系统价格 (\$/W)							
汇率(USD to RMB)	6.83		RMB	20.09	21.14	22.26	23.43	24.60	25.83	27.12
组件衰退	0.20%		us\$	2.94	3.10	3.26	3.43	3.60	3.78	3.97
运行维护成本 (US \$/KW-yr)	35.00		2200	10.07%	9.04%	8.07%	7.16%	6.33%	5.55%	4.80%
			2400	12.17%	11.02%	9.94%	8.92%	8.00%	7.14%	6.31%
			2600	14.32%	13.04%	11.83%	10.70%	9.69%	8.73%	7.83%
			2800	16.52%	15.10%	13.76%	12.51%	11.40%	10.35%	9.35%
			2900	17.64%	16.14%	14.74%	13.43%	12.26%	11.16%	10.12%
			3000	18.78%	17.20%	15.73%	14.36%	13.13%	11.98%	10.90%
			3100	19.92%	18.28%	16.74%	15.30%	14.01%	12.81%	11.68%
			3200	21.09%	19.36%	17.75%	16.24%	14.90%	13.65%	12.46%

资料来源：海通证券研究所

表 8 中国 BIPV 光伏项目投资补贴模式 IRR 分析

		固定电价 (\$/kwh)							IRR分析假设条件		
发电量(kWh/kW/yr)	RMB	0.41	0.48	0.55	0.61	0.68	0.75	0.82	1MW BIPV项目 IRR分析	2009E	RMB
	US\$	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	组件成本(\$/W)	1.90	12.98
	1200	-	-	1.67%	4.08%	6.45%	8.82%	11.23%	BOS成本(\$/W)	2.00	13.66
	1400	-	2.08%	4.87%	7.63%	10.42%	13.27%	16.20%	安装成本(\$/W)	3.90	26.64
	1600	1.67%	4.87%	8.03%	11.23%	14.51%	17.91%	21.43%	系统补贴(\$/W)	2.93	20.00
	1800	4.08%	7.63%	11.23%	14.93%	18.78%	22.79%	26.93%	发电量(kWh/kW/yr)	1800	
	2000	6.45%	10.42%	14.51%	18.78%	23.24%	27.86%	32.62%	固定电价(\$/KWh)	0.08	0.55
	2200	8.82%	13.27%	17.91%	22.79%	27.86%	33.10%	38.46%	所得税率 (%)	25.00%	
	2400	11.23%	16.20%	21.43%	26.93%	32.62%	38.46%	44.39%	贷款利率	5.50%	
发电量(kWh/kW/yr)	RMB	22.84	24.04	25.31	26.64	27.97	29.37	30.84	自有资金	30.00%	
	US\$	3.34	3.52	3.71	3.90	4.10	4.30	4.51	贷款	70.00%	
	1200	18.16%	9.39%	4.70%	1.67%	-	-	-	贷款	70.00%	
	1400	26.62%	14.76%	8.66%	4.87%	2.33%	0.39%	-	自有资金IRR	11.23%	
	1600	35.56%	20.44%	12.70%	8.03%	4.99%	2.71%	0.91%	汇率(USD to RMB)	6.83	
	1800	44.79%	26.43%	16.89%	11.23%	7.61%	4.96%	2.90%	组件衰退	0.20%	
	2000	54.17%	32.67%	21.28%	14.51%	10.26%	7.19%	4.84%	运行维护成本 (US\$/KW-yr)	20.00	
	2200	63.62%	39.07%	25.84%	17.91%	12.96%	9.43%	6.77%			
	2400	73.12%	45.58%	30.55%	21.43%	15.74%	11.71%	8.70%			
2600	82.65%	52.16%	35.37%	25.07%	18.60%	14.03%	10.66%				

资料来源：海通证券研究所

我们选取了两种补贴模式,即固定电价模式和投资补贴模式,对中国光伏项目的投资收益率进行分析。考虑到中国西部丰富的光照资源,如果固定电价确定以后,我们认

为中国西部将是光伏大规模发展的重点。而固定电价确定之前，中国光伏的发展仍然局限于江苏等补贴力度较大省份。

在西部补贴项目中，我们假设固定上网电价为 1.09 元/kWh，系统按照三季度组件价格情况假设为 23.43 元/w，年发电小时数为 2800 小时，最终我们获得自有资金的投资回报率为 12.51%。

在 BIPV 投资补贴项目中，按照政府补贴 20 元/w,系统成本 26.64 元/w，电价 0.55 元/kWh，项目自有资金的投资回报率可以达到 11.23%。

因此，我们认为中国在发展太阳能方面有着领先的成本优势，如果固定电价政策能够明确，按照光伏项目自身的盈利能力能够吸引大批投资进入，中国的需求端有可能蓬勃发展起来。

2.2.3 中国式光伏上网电价猜想：1.20-1.50 元

11 月，国家发改委公布销售电价上调和上网电价区域调整方案，而其中提到提高可再生能源附加标准。目前可再生能源附加费为 0.002 分，已基本可以满足目前风电的上网电价补贴额度。该可再生能源附加费只占销售电价的 0.38%，未来上调的空间非常大。如果此次能够上调至 0.006 分，按照 1.20-1.50 元的光伏固定电价，可以补贴 10GW-15GW 的光伏装机，将极大推动国内光伏市场有序发展。我们认为，国家出台光伏固定电价的时机已经成熟，1.20-1.50 元应该比较合理的电价标准。

表 9 新能源附加上调——光伏固定电价补贴

				新能源附加 (RMB/kWh)									
				3.83	0.001	0.002	0.003	0.004	0.005	0.006	0.007	0.008	0.009
2008年总发电量	3433	Bn kWh											
新能源附加费	0.002	RMB/kWh											
可再生能源预算	6.87	RMB bn											
风电分析		光伏发电分析		光伏固定电价 (rmb/kWh)									
风电上网电价	0.58	RMB/kWh	光伏上网电价		1.09	3.01	6.02	9.02	12.03	15.04	18.05	21.05	24.06
火电上网电价	0.38	RMB/kWh	火电上网电价		1.20	2.61	5.22	7.84	10.45	13.06	15.67	18.28	20.89
风电补贴	0.20	RMB/kWh	光伏发电补贴		1.35	2.21	4.42	6.64	8.85	11.06	13.27	15.48	17.70
可补贴风电	34.33	Bn kWh	可补贴光伏		1.50	1.92	3.83	5.75	7.66	9.58	11.49	13.41	15.33
年发电小时	2000.00	小时	年发电小时		1.65	1.69	3.38	5.07	6.76	8.45	10.14	11.83	13.52
补贴装机	17.17	GW	补贴装机		1.82	1.50	2.99	4.49	5.98	7.48	8.97	10.47	11.96
目前风电装机	12.21	GW	光伏装机		2.00	1.33	2.65	3.98	5.31	6.64	7.96	9.29	10.62
补贴需求	4.88	RMB bn	补贴需求		2.20	1.18	2.36	3.54	4.73	5.91	7.09	8.27	9.45

资料来源：海通证券研究所

2.3 短期供过于求局面仍将维持

全球光伏市场 2004 年开始启动，由于多晶硅价格严重短缺，其价格从 2005 年的 35 美元/kg 涨至 2008 年中期的 400 美元/kg 的高点。多晶硅生产丰厚的利润 2006-2007 年吸引大批进入者。按照 1.5-2.0 年的建设周期，新厂于 2008 年下半年纷纷投产。根据产能扩张计划，全球前七大传统多晶硅厂商和韩国日本的新进入者年产能 2009 年将增加 44.84%到 9.69 万吨，2010 年再增长 45.10%至 14 万吨。我们估计多晶硅产量 2009 年将增长 27.50%到 7.27 万吨，2010 年增长 35.42%到 9.84 万吨。

表 10 主要大厂产能扩张计划 (1000t)

	2008	2009E	2010E	2011E
Hemlock	19	27.5	36	36
Wacker	15	15.7	25.7	35.5
REC	6.5	13	17.5	17.5
MEMC	8	8	15	15
Tokuyama	6	7	8	8
Mitsubishi	3.2	3.4	3.6	4
Sumitomo	1.2	1.3	1.3	1.3
OCI	5	16.5	26.5	26.5
M.Setek	3	4.5	7	11
合计	66.9	96.9	140.6	154.8
增长率(%)		44.84%	45.10%	10.10%
产量	57.0	72.7	98.4	123.8

资料来源：海通证券研究所

国内多晶硅厂商投产期基本位于 2009-2011 年。目前国内对于多晶硅产能过剩问题争论不休，我们认为虽然由于多晶硅暴跌以及政府限制产能政策，许多国内厂商建设计划有停止或者推迟，但中国 2010 年仍旧是产能集中释放的一年。我们认为中国 2010 年将达到 6.6 万吨的产能，而 2008 年产能仅为 1.4 万吨。多晶硅产量 2009 年将达到 1.65 万吨，2010 年将达到 2.51 万吨，相当于 2009 年 2.06GW 和 2010 年 3.13GW 的电池产量。目前，按照国内组件产量，国内多晶硅产量供给仍旧不足，仍有大量缺口需要进口，这也是发改委经过调研仔细斟酌国内多晶硅过剩判断的原因。

表 11 中国多晶硅产能估计 (1000t)

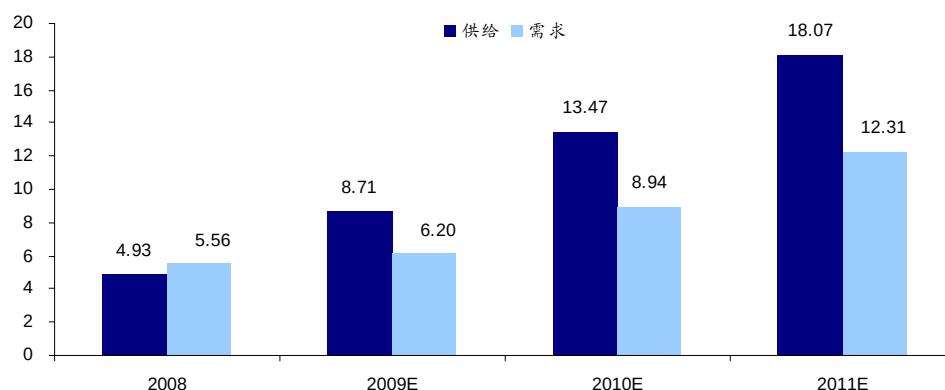
	2007	2008	2009E	2010E	2011E
新光硅业	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26
江苏中能	1.5	3	8	18	21
洛阳中硅	1	1	3	3	5
峨眉半导体	1.5	1.5	1.5	3	5
江苏顺大	-	2.5	2.5	6	6
LDK	-	-	5	5	5
大全集团	-	1.5	3.3	3.3	6.3
乐电天威	-	-	3	3	3
新津硅业	-	-	3	3	3
昱辉光能	-	-	3	3	6
江西通能	-	0.5	0.5	3	3
六九硅业	-	-	-	3	9
宜昌南玻	-	1.5	1.5	1.5	3
江苏阳光	-	-	1.5	1.5	4.5
神州硅业	-	-	1.5	1.5	4.5
新疆硅业	-	-	1.5	1.5	1.5
常州天合	-	-	-	1.5	1.5
江西晶大	-	-	-	1.1	1.1
永祥多晶硅	-	1	1	1	1
亚洲硅业	-	-	1	1	3
无锡中彩	-	-	0.3	0.8	0.8

合计	5.3	13.8	42.4	66.0	94.5
增长率(%)		161.60%	207.85%	55.71%	43.21%
产量	1.1	4.1	16.5	25.1	36.4

资料来源：海通证券研究所

按照以上多晶硅产量预测，除去半导体行业的需求，预计用于太阳能行业的多晶硅将由 2008 年的 3.94 万吨，增加到 2009 年的 6.97 万吨和 2010 年的 10.1 万吨，分别增长 76.9%和 44.9%。这相当于 2009 年和 2010 年的电池产能 8.71GW 和 13.47GW，远远超过我们需求预测的 2009 年 6.20GW 和 2010 年 8.94GW，这还不考虑薄膜电池的产能。短期多晶硅供过于求的局面仍将维持。

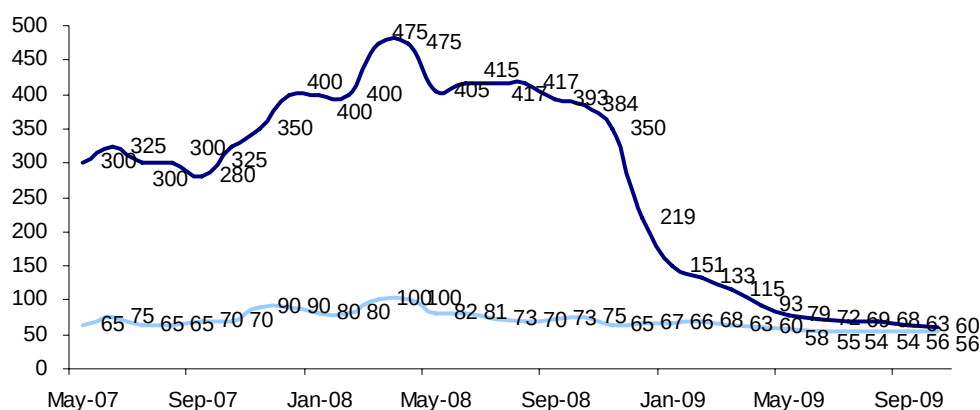
图 12 光伏市场供需局面 (GW)



资料来源：海通证券研究所

2.4 多晶硅价格跌势趋缓，晶体硅组件成本有进一步下降空间

图 13 多晶硅现货和长单价格走势 (\$/kg)



资料来源：PHOTON Consulting

全球经济危机使得两到三年的多晶硅紧缺局面提前结束。多晶硅现货价格从 2004 年 25-35 美元/公斤上涨到 2008 年中期接近 500 美金，接着在一年时间里暴跌到现在的 60-70 美金/公斤，目前下跌趋势有所缓和。由于原材料的价格下跌以及严重的供过于求的局面，光伏产业链各部分价格都显著下降。电池平均价格 2009 年 3 季度早期为 1.3-1.6\$/W，组件价格从一季度的 2.7\$/w 降至目前的 1.9\$/w。考虑全球光伏扶持的主要目标是进一步降低发电成本以及多晶硅供过于求局面仍将维持，我们预计光伏产业链下游各部分价格和多晶硅价格需求弹性仍将非常小。从目前情况看，多晶硅价格仍有望下跌至 40-50\$/kg，在该价位整个产业链将面临新的价格平衡。

图 14 太阳能光伏组件成本计算表

1kg多晶硅和硅片数换算			1片硅片功率数			g/w转换		
1kg多晶硅可生产硅片数			转换效率16.60%			1kg多晶硅生产硅片数42 片		
实际生产37 至 45 片			硅片破损率1.00%			每片硅片功率输出3.82 w		
理论计算			硅片面积0.023 m2			1kg多晶硅功率输出158.70 w		
硅片厚度200 um			每片硅片功率数3.82 w			g/w转换率6.30 g/w		
硅片尺寸6"×6" inch								
硅片表面面积232 cm2								
硅片密度2.33 g/cm3								
每片硅片重量10.82 g								
直拉和切片硅损耗45%								
1kg多晶硅生产42 片								

资料来源：海通证券研究所

当多晶硅市场价格降至 40-50\$/kg, 我们估计晶硅组件成本可以达到 1.1-1.3 美元/w, 将极大缩小与 FIRST SOLAR 的 CdTe 薄膜电池组件成本 (0.86\$/w) 之间的差距。当多晶硅价格降到 50\$/kg, 中国最好的多晶硅组件成本将降至 1.10\$/w, 考虑 22% 的毛利率, 组件价格只为 1.34\$/w, 这意味着晶体硅组件价格仍可以继续下降 30% 左右。所以, 未来晶体硅组件厂商的竞争仍然要依靠成本领先战略。

我们从三季度数据已经看到, 中国组件公司强劲复苏, 而德国的传统厂商 Q-Cells

仍然在低谷挣扎。我们相信，光伏产业的供过于求局面将继续对欧洲厂商的运营产生压力，将驱动晶体硅光伏产品生产往亚洲转移。中国光伏厂商将以其成本优势继续获得较大市场份额，将加剧供需在各国分布的不均衡。

另外，前三季度表现最好的光伏厂商是专注 CdTe 薄膜电池的 First Solar。因其成本优势，目前 First Solar 是全球最大的电池厂商。我们预计未来两年 First Solar 仍将是具有竞争优势的薄膜电池厂商，并且将继续提升市场份额。2009 年，薄膜电池预计占比将达到 15-17%。从长期看，我们认为薄膜电池有广阔的市场增长潜力。因其高度集中的生产流程、较少的人力需求以及高技术要求，我们认为未来亚洲之外的光伏厂商和新进入者将集中于薄膜电池的发展。在薄膜电池技术中，我们认为 CIGS 和 CdTe 因其相对高的转换效率前景较好。

2.5 投资策略：行业长期投资价值出现

全球金融危机爆发后，光伏产品价格巨幅暴跌已经推动光伏发电成本往常规发电成本靠近。如果光伏产品价格能继续下降，那么平价上网将比预期更早实现。过去 12 个月，随着组件价格的下跌，光伏系统价格德国下降 35%、美国下降 40%。

我们对光伏市场的长期发展乐观，未来 5 年全球需求有望维持 30-40% 的年均增长。随着全球金融系统恢复、光伏系统价格不断的下降，我们预计光伏市场需求强劲复苏。光伏系统价格的不断下降将推动各国太阳能扶持政策推出。

我们在对全球光伏市场发展乐观的同时，对光伏供应链的发展以及竞争态势保持谨慎。从供需分析看，我们认为（1）光伏供应链存在的产能过剩将继续为产品价格下降铺平道路。在短期内，价格仍将延续下跌趋势。（2）薄膜组件厂商，以 First Solar 为代表，将继续扩大市场份额，未来看好 CIGS 和 CdTe 发展前景；（3）晶体硅电池厂商中，中国厂商将继续蚕食欧洲厂商的市场份额；（4）进一步的行业整合将出现。拥有较好的财务能力、高品质的产品、较低的成本优势的厂商将成为赢家。

随着国内 BIPV 政策的发布，国内光伏相关上市公司整体估值水平大幅提升，已经充分反映了政策的预期。所以，我们在对行业投资机会的把握上，只能选择那些能够充分享受行业增长而成长潜力巨大的公司。我们认为对于投资标的的选择上要注重规模优势（面对需求上升弹性足）、成本优势（价格下降趋势中有竞争优势）和技术优势（重点跟踪薄膜技术的突破）。

我们认为天威保变作为新能源的龙头企业，因其资金优势、技术优势以及产业链优势必将获益于光伏产业的大发展，虽然短期业绩压力较大，但长期值得看好。海通集团，随着亿晶光电的注入，将成为 A 股最大的组件公司，我们认为亿晶是组件公司里上半年表现最好的公司之一，随着产能的释放，明年业绩大幅增长的可能性较大。另外，拥有产业链优势的南玻 A、超白玻璃市场份额较大的金晶科技、技术差异化的三安光电和孚日股份以及介入 BIPV 的泰豪科技都值得我们长期关注。2010 年下半年也可以关注多晶硅上市公司保利协鑫的投资机会。

表 12 光伏行业相关上市公司

晶硅太阳能产业链					
					
	多晶硅	硅锭/硅片	电池	组件	系统
川投能源					
通威股份					
江苏阳光					
乐山电力					
银星能源					
精工科技					
中环科技					
大港股份					
有研硅股					
海通集团					
拓日新能					
南玻 A					
航天机电					
特变电工					
天威保变					
非晶硅 TF	天威保变	拓日新能	风帆股份	新华光	
CIS/CIGS	孚日股份				
光伏玻璃	南玻 A	金晶科技	新华光	耀皮玻璃	信义玻璃 (港股)
光伏幕墙	中航三鑫	南玻 A	方大 A	兴业太阳能 (港股)	

注：亿晶光电借壳海通集团尚在进程中
资料来源：海通证券研究所

3. 风电：产业进入相对成熟阶段

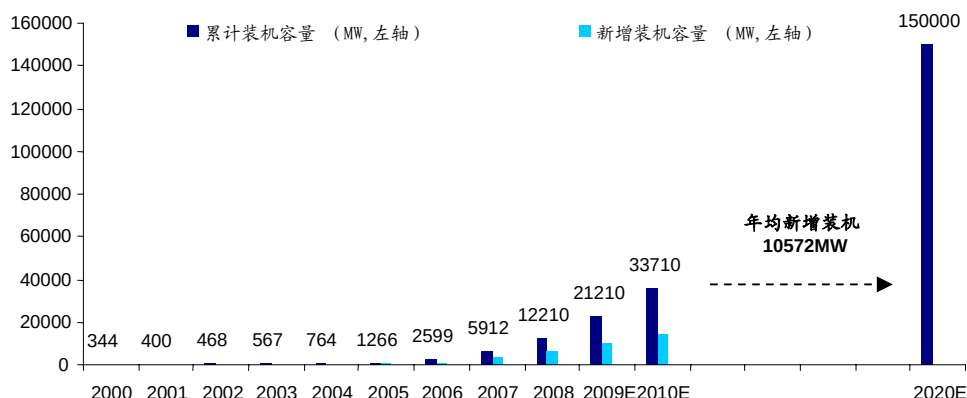
3.1 风电行业进入稳定增长阶段

2004-2008 年，中国风电行业经历高速增长，截至 08 年底，累计装机容量达到 12GW 以上，超越印度跃居全球第四位，而新增装机在 2008 年达到 6.3GW，仅次于美国，占据全球市场 23% 的市场份额。

2009 年上半年，中国风电市场高速增长的趋势没有改变。截至 09 年中期，国内新增装机 4.44GW，累计装机容量达到 16.65GW。而同期，美国新增装机容量为 4.07GW。我们预计，2009 年中国新增装机容量有望超越美国，位居全球第一位。从国内大批风电待建项目看，2009-2010 年，国内风电行业仍将维持高速增长。我们预计 2009 年和 2010 年的全国新增风电装机容量将达到 900 万千瓦、1250 万千瓦，年均增速仍能达到 40%。

尚未正式公布的新能源产业规划将 2020 年的发展目标直指 1.5 亿千瓦装机容量，据此推算 2011-2020 年年均新增装机 1000-1100 万千瓦，预示着国内风电市场在经过高速发展阶段之后将进入平稳增长阶段。

图 15 中国风电装机容量增长趋势



资料来源：中国风能协会，海通证券研究所

3.2 整机行业竞争加剧，洗牌不可避免

风电行业经过前几年的超常规发展，目前仅介入风电整机的公司已经多达 70 家左右，风电设备的无序投资已经为国家所重视，风电设备已经被发改委列入同钢铁、水泥、玻璃、多晶硅、煤化工等并列的六大产能过剩行业之一。从目前产能看，2010 年，国内风机制造厂商有效产能将达到近 1300 万千瓦，位于前三甲的金风、东汽和华锐即达 1000 万千瓦左右，加上国外厂商在中国境内的有效产能 550 万千瓦，合计有效产能将达 1800 万千瓦以上，超过我们预测 1250 万千瓦装机需求近 50%，国内风电整机的产能将进入供过于求阶段。

表 13 2010 年国内风电整机有效产能汇总

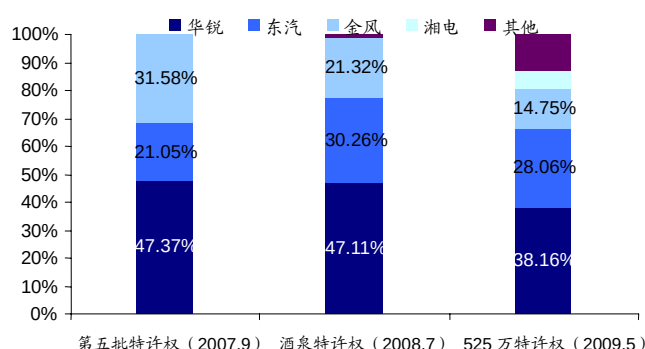
厂商	机型	2010 年有效产能	
		台数	装机容量 (万千瓦)
华锐	1.5MW	1800	270
	1.5MW	1500	225
东汽	2.5MW	250	62.5
	1.65MW	100	16.5
金风	750kW	1000	75
	1.5MW	2000	300
华仪	780kW	300	25
	1.5MW	250	37.5
其他	2MW	850	170
	1MW	450	45
	1.5MW	150	22.5
	2.5MW	110	27.5
合计		8760	1276.5
基地		装机容量 (万千瓦)	
VESTAS	天津/内蒙古		150
GAMESA	天津		120
GEWIND	沈阳		120
SUZLON	天津		80
REPOWER	内蒙古		80
合计			550
有效产能总计 (万千瓦)			1826.5

资料来源：金风科技，海通证券研究所

从今年5月公布的蒙/冀525万千瓦特许权项目招标中标情况看,国内市场的集中度进一步降低。华锐、东汽、金风依旧占据招标份额81%的绝对优势,但二线厂商湘电、明阳、运达等市场份额增长较快,占到了招标份额的19%。随着国内大量二三线厂商陆续进入批量生产阶段,国内市场的集中度将进一步降低,市场竞争将更加激烈。

从招标价格上看,价格战已经开始上演,未来风电整机毛利率有可能被压缩。今年5月金风的中标价格已经由08年的6400元/kw降低到5400元/kw左右,下跌15%以上;东方电气中标价格也下降15%左右,湘电则下跌将近19%。可以看出,二三线厂商通过价格策略来拓展市场空间。从金风科技定子和叶片的两次调价公告看,2007年12月签订的定子合同累计下调17.50%,2008年8月定子合同累计下调8.54%,2008年4月叶片合同累计下调8.73%。整机价格下降速度超过零部件,风电整机行业毛利率被压缩的可能性大。

图 16 特许权招标市场集中度



资料来源：海通证券研究所

表 14 金风科技 1.5MW 风机特许权招标中标价格

	总台数	总容量 (MW)	金额 (亿元)	单价(万元 /千瓦)
08年内蒙特 许权项目	200	300	19.23	0.64
08年甘肃酒 泉招标	541	811.5	51.93	0.64
09年特许权 项目	517	775.5	41.87	0.54

资料来源：海通证券研究所

3.3 考虑 CDM，风电场运营 IRR 可观

从2008年统计数据看,中国超过90%的风电场运营为国有控制。在目前法规下,小于50MW的风电场由地方政府审核,超过100MW的大型项目有中央政府审批。

表 15 风电场运营商 (MW)

	装机容量	市场份额
龙源电力	2533	21%
中国大唐	1521	12%
神华集团	1443	12%
中国华能	1347	11%
中国华电	909	7%
国家电网	841	7%
京能集团	801	7%
中电投	778	6%
中广核	728	6%
河北建设集团	628	5%
中国风电	210	2%
中国电力新能源	150	1%
其他	321	3%
合计	12210	100%

资料来源：海通证券研究所

在国家规定的二类风资源区域，我们测算考虑 CDM 收益，项目内部收益率可以达到 15.20%，即使不考虑 CDM 收益，IRR 仍能达到 9.06%。我们认为随着风电上网电价政策制定，风资源丰富的风电场建设将获得鼓励，以及并网问题的逐步解决，未来风电场运营仍是我们看好的领域。

表 16 中国 50MW 风电场项目 IRR 分析

				含CER		固定电价（\$/kwh）					
						15.20%	0.51	0.54	0.58	0.61	
项目时间表		项目融资		发电量(kWh/kW/yr)		1500	3.14%	4.33%	5.91%	7.09%	
项目建设期（年）	1	债务融资	80% <th>1600</th> <th>4.79%</th> <th>6.05%</th> <th>7.73%</th> <th>8.99%</th>			1600	4.79%	6.05%	7.73%	8.99%	
项目运行期（年）	25	股权融资	20%			1700	6.42%	7.76%	9.56%	10.91%	
收入因素		贷款利率	5.50%			1800	8.06%	9.49%	11.41%	12.87%	
		贷款偿还期	15			1900	9.71%	11.23%	13.28%	14.86%	
装机容量（MW）	49.5	折旧年限（yrs）	15			2000	11.37%	12.99%	15.20%	16.89%	
发电小时	2000	税率				2100	13.06%	14.79%	17.15%	18.96%	
发电量（MWhr/yr）	99000					2200	14.77%	16.62%	19.14%	21.08%	
固定电价（RMB/kW hr）		0.58	所得税			25%	2300	16.52%	18.49%	21.18%	23.24%
		增值税	8.50%			2400	18.30%	20.39%	23.25%	25.43%	
资本投入		C交易				2500	20.11%	22.33%	25.35%	27.67%	
资本开支（RMB/W）		11.00	C减排（MWhrs减排Ct）	1.15	不含CER						
总资本投入（RMB mn）		544.50	CER价格（欧元/吨）	10	固定电价（\$/kwh）						
运营和维护成本率			每MWhrCER(欧元)	11.5	9.06%	0.51	0.54	0.58	0.61		
			汇率（rmb/euro）	9.86	1500	-	-	1.38%	2.60%		
Yr 1-2	0.20%	CER/MWhr(rmb)	113.39	1600	-0.12%	1.22%	2.95%	4.22%			
Yr 3-5	0.60%	中国风电项目IRR		1700	1.30%	2.68%	4.49%	5.83%			
Yr 6-10	1.00%			1800	2.68%	4.12%	6.01%	7.43%			
Yr 11-15	2.00%	含CER收入		1900	4.04%	5.54%	7.53%	9.03%			
Yr 16-25	2.30%			不含CER收入		2000	5.38%	6.96%	9.06%	10.65%	
						2100	6.72%	8.37%	10.60%	12.29%	
				2200	8.06%	9.80%	12.16%	13.96%			
				2300	9.40%	11.24%	13.74%	15.65%			
				2400	10.76%	12.70%	15.34%	17.38%			
				2500	12.13%	14.18%	16.98%	19.13%			

资料来源：海通证券研究所

3.4 投资策略：投资行业龙头

目前整个风电板块估值水平基本反映了行业快速发展的现状，随着风电整机行业竞争的加剧，未来上市公司业绩的增长速度可能要慢于行业容量的增速，尽管我们看好风电产业的长期发展，但由于产业竞争加剧，未来企业将面临一轮行业洗牌的过程，短期内估值继续上升的空间较小。国内风电整机公司数量众多，随着竞争的加剧，未来整合不可避免。产品质量和售后服务应该是决定行业优胜劣汰的关键。

风电行业我们长期看好金风科技。我们认为公司作为风电产业龙头，与其他风机制造企业有着本质的不同，尽管风电行业可能进入竞争加剧阶段，但公司竞争优势明显，企业发展战略清晰明确，随着海外拓展步伐的加快以及高性价比产品 2.5MW 风机投入市场，我们看好公司长期的发展前景。另外，公司有别与其他风机厂商的营运模式，以 5 万千瓦风电场计算，金风目前持有 3 个建成、4 个在建和 4 个筹建的风电场，运营风电场平均内部回报率可以达到 13% 以上。

表 17 风电行业相关上市公司

	铸件/轮毂	叶片	电机	齿轮箱	轴承	电控系统	整机	运营商
华锐铸钢								
中材科技								
天奇股份								
鑫茂科技								
力源液压								
长城电工								
湘电股份								
东方电气								
中国南车								
中国高速传动								
太原重工								
天马股份								
方圆支承								
轴研科技								
许继电气								
国电南瑞								
金风科技								
上海电气								
天威保变								
华仪电气								
长征电气								
银星能源								
国电电力								
华电国际								
鲁能集团								
上海电力								
大唐发电								
国投电力								
宝新能源								
金山股份								
内蒙华电								
汇通能源								
龙源电力								

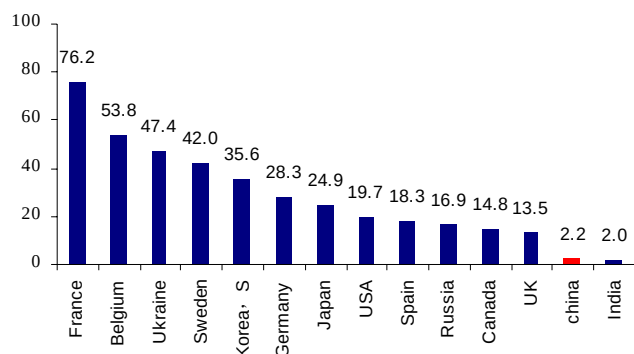
资料来源：海通证券研究所

4. 核电：核电设备国产化是必经之路

4.1 中国核电进入新的快速增长期

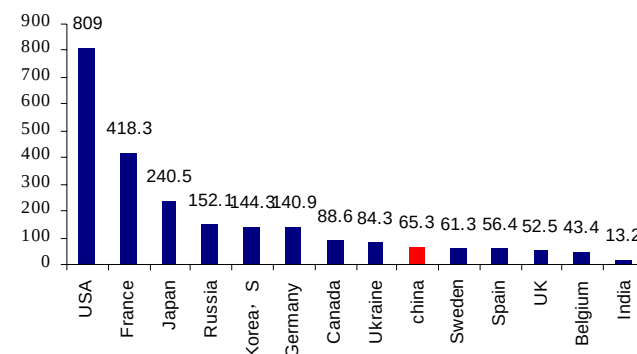
作为拥有核武器技术的八国之一，中国在核能和平利用方面的发展远远落后于其他国家。中国 75% 的电力来自于火力发电，仅有 2.2% 来自于核能，远远低于全球 15% 的总体水平。这主要与我国廉价的煤炭资源有关，随着环保压力加大、能源结构的调整，中国核能发展空间巨大。

图 17 各国核能发电占比 (%)



资料来源：海通证券研究所

图 18 各国核能发电总量 (TWh)



资料来源：海通证券研究所

截至到 2009 年 6 月，中国正在运行的核反应堆有 11 个，总计达到 8587MW。与巨大的国内装机容量相比，核电规模显得微乎其微，仅占总装机的 1%。

表 18 中国运行的核电机组

机组	地点	类型	单机容量	商业运行	控股股东
大亚湾 1、2 号机组	广东深圳	PWR	944 MW	1994	CGNPC
秦山 1 号机组	浙江海盐	PWR	279 MW	Apr-94	CNNC
秦山 2、3 号机组	浙江海盐	PWR	610 MW	2002, 2004	CNNC
岭澳 1、2 号机组	广东深圳	PWR	935 MW	2002, 2003	CGNPC
秦山 4、5 号机组	浙江海盐	PHWR	665 MW	2002, 2003	CNNC
田湾 1、2 号机组	江苏连云港	PWR (VVER)	1000 MW	2007	CNNC
合计 (11)				8587 MW	

资料来源：海通证券研究所

从目前国内核电建设和规划来看，核电行业正面临新一轮发展高潮。目前有 14 个在建机组，装机容量达到 14.28GW，另外还有 35 个项目将要开工，两部分合计达到 51.72GW，约为目前装机容量的 6 倍。这些项目基本在 2011-2016 年开始投入运营。

表 19 中国在建和拟建的核电机组

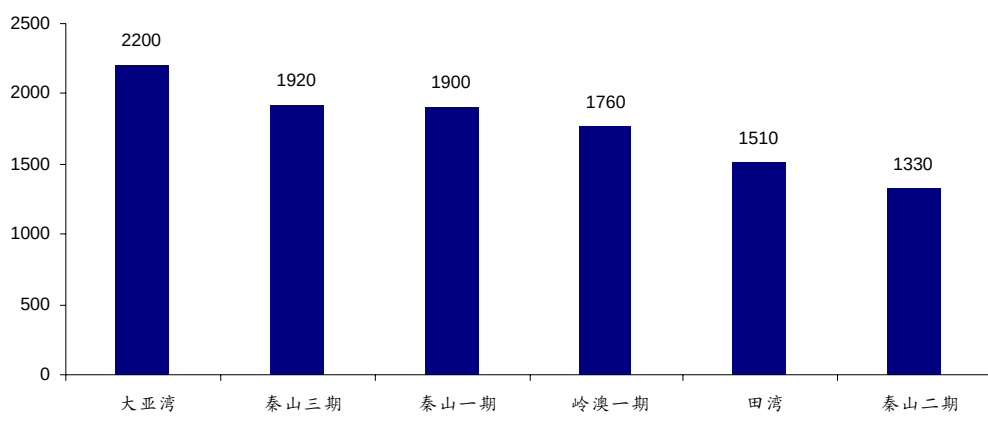
项目	项目控制	省份	机组	MW	型号	投资成本 (bn RMB)	建设进程
岭澳二期	CGNPC	广东	3	1080	CPR-1000	26	2005.12-2010.12
			4	1080	CPR-1000		2006.5-2011.8
秦山四期	CNNC	浙江	6	650	CNP-600	16	2006.4-2011
			7	650	CNP-600		2007.1-2012
红沿河一期	CGNPC	辽宁	1	1080	CPR-1000	50	2007.8-2012.10
			2	1080	CPR-1000		2008.4-2012.10
			3	1080	CPR-1000		2009.3-2014
			4	1080	CPR-1000		2010.7-2014
阳江一期	CGNPC	广东	1	1080	CPR-1000	70	2008.12-2013.8
			2	1080	CPR-1000		2009.8-2014
			3	1080	CPR-1000		2010.7-2015
			4	1080	CPR-1000		2011.3-2016
宁德一期	CGNPC	福建	1	1080	CPR-1000	50	2008.2-2012.12
			2	1080	CPR-1000		2008.11-2012.12

			3	1080	CPR-1000		2009.11-2015
			4	1080	CPR-1000		2010.7-2015
三门一期	CNNC	浙江	1	1100	AP-1000	40	2009.3-2013.10
			2	1100	AP-1000		2010-2014
海阳	CPI	山东	1	1100	AP-1000	40	2009.9-(2014-2015)
			2	1100	AP-1000		
台山一期	CGNPC	广东	1	1700	EPR	50	2009.9-2013.12
			2	1700	EPR		2010.7-2014.11
方家山(泰山五期)	CNNC	浙江	1	1080	CPR-1000	27	2008.12-2013.12
			2	1080	CPR-1000		2009.6-1014.10
福清	CNNC	福建	1	1080	CPR-1000	27	2008.11-2013.10
			2	1080	CPR-1000		2009.6-2014.8
石岛湾	china Huaneng	山东	1	200	HTR-PM		2009.9-2013
防城港	CGNPC	广西	1	1080	CPR-1000		2009.12-2014
			2	1080	CPR-1000		
福清二期	CNNC	福建	3	1080	CPR-1000		
			4	1080	CPR-1000		
			5	1080	CPR-1000		
			6	1080	CPR-1000		
田湾二期	CNNC	江苏	3	1060	AES-91		
			4	1060	AES-92		
红石顶乳山	CNEC/CNNC	山东	1	1080	CPR-1000		2009-2015
			2	1080	CPR-1000		
昌江一期	CNNC	海南	1	650	CNP-600		2009.2-2014
			2	650	CNP-601		2009-2015
钱宁	CGNPC	湖北	1	1080	CPR-1000		2009-
			2	1080	CPR-1001		2010-
小墨山一期	CPI	湖南	1	1100	AP-1000		2010-
			2	1100	AP-1000		
彭泽一期	CPI	江西	1	1100	AP-1000		2010-2015
			2	1100	AP-1000		2010-2016
海阳二期	CPI	山东	3	1100	AP-1000		
			4	1100	AP-1000		
芜湖	CGNPC	安徽	1	1080	CPR-1001		2011 年底-2015
			2	1080	CPR-1001		2011 年底-2016
合计 (49)				51720			

资料来源：海通证券研究所

另外除了在建项目外，其他提议和计划中的核电机组达到 80 个，合计装机容量为 72GW。我们预计 2020 年我国可以达到 80GW 的核电装机容量，2030 年将达到 130GW-160GW，行业发展的空间巨大。假设到 2020 年，我国核电实现的总装机容量超过 80GW，2010-2020 年的新增装机将近 70GW，按照 12500 元/KW 的造价，整个核电市场的空间为 8750 亿元，年均 800 亿元，行业的前景非常可观。

图 19 中国核电机组投资成本 (usd/kw)



资料来源：海通证券研究所

4.2 核电设备厂商将获益行业增长

核电设备主要分为核岛、常规岛和辅助设备。核电成本中核电设备占到 50% 左右，核岛、常规岛分别占据设备成本的 46% 和 31%。按照 2020 年 80GW 的总装机容量计算，2010-2020 年核电设备需求将达到 4500 亿元，年均将达到 400 亿的市场需求。其中核岛设备年均需求为 190 亿元、常规岛年均需求为 130 亿元。市场容量较大的包括核岛设备中的蒸汽发生器、压力容器、反应堆冷却剂泵和阀门；常规岛设备的汽轮机和发电机。

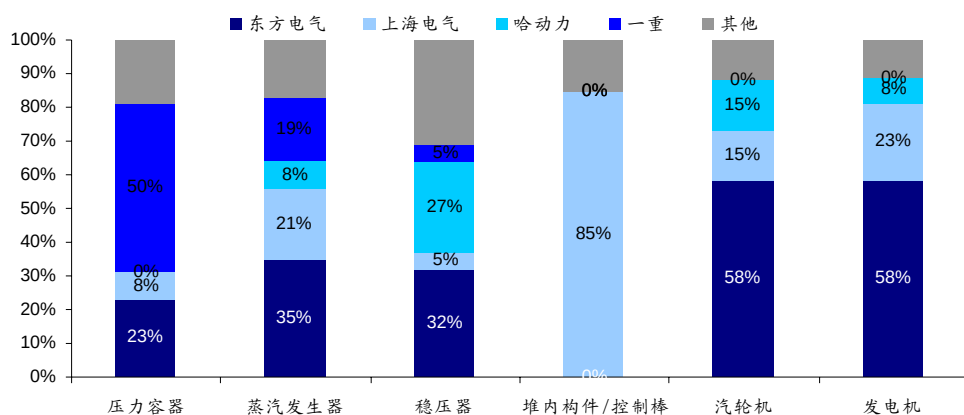
表 20 1000MW 核电机组的设备成本构成以及未来核电设备的市场空间

	数量	单位价格 (百万元)	部件成本 (百万元)	占设备成本比例	占总成本比例	2020 年 80GW, 各部件的年均 市场空间(亿元)
全部设备			6500	100%	52%	414
核岛			2980	46%	23.8%	190
蒸汽发生器	3	170	510	8%	4.1%	32
稳压器	1	50	50	1%	0.4%	3
安注箱等			50	1%	0.4%	3
压力容器	1	700	700	11%	5.6%	45
控制棒驱动机构	1	120	120	2%	1.0%	8
堆内构件	1	180	180	3%	1.4%	11
反应堆冷却剂泵	4	60	240	4%	1.9%	15
主管道	1	80	80	1%	0.6%	5
阀门			350	5%	2.8%	22
燃料运输系统			100	2%	0.8%	6
其他			600	9%	4.8%	38
常规岛			2020	31%	16.2%	129
汽轮机	1	480	480	7%	3.8%	31
发电机	1	360	360	6%	2.9%	23
汽水分离再热器	2	120	240	4%	1.9%	15
各类电动机			150	2%	1.2%	10
其他			790	12%	6.3%	50
辅助设备			1500	23%	12.0%	95

资料来源：德意志银行，海通证券研究所

目前核电设备中的核岛、常规岛设备基本为国内三大设备厂商东方电气、上海电气和哈动力所把持。在核岛设备领域，东方电气占据主要市场份额，在核岛主要设备压力容器、蒸汽发生器、稳压器上分别占到 23%、35%和 32%的市场份额；上海电气在蒸汽发生器和对内构件/控制棒的市场份额较大，占到 21%和 85%；哈动力在稳压器设备上占据 27%的市场。在常规岛设备上，东方电气优势明显，汽轮机和发电机的市场占有率均达到 58%。

图 20 核电设备厂商市场占有率



资料来源：德意志银行，海通证券研究所

4.3 核电设备国产化是必经之路

从在建电站的国产化程度看，国内核电设备在核岛和常规岛主设备领域的国产化率水平都已达到 70%以上。但在大型铸锻件及关键原材料、主循环泵和核级泵、核安全级阀门以及焊接工艺上的国产化率水平非常低。大型铸锻件占设备的比重非常大，价格昂贵，目前国内的上重、一重拥有大型油压机；目前国内的核级泵和关键泵基本全部依赖进口，技术攻关显得尤为重要；阀门是核岛、常规岛设备需求数量非常大的部件，目前中核科技成功试制，除此之外，国内生产的阀门大多是低端的常规岛阀门。

零部件的国产化进程决定设备的毛利率水平。目前国内核岛设备的毛利率接近零，常规岛设备的毛利率也仅有 10%左右，未来随着关键零部件国产化率水平的提高，核电设备商的毛利率有望逐步提高。

表 21 在建电站关键设备国产化程度

	岭澳二期	红沿河一期 1、2 号机组	宁德 1、2 号机组	红沿河一期 3、4 号机组
国产化比例	60%	70%	75%	80%
1 核岛主设备	70%	80%	85%	85%
1.1 反应堆压力容器	50%	100%	100%	100%
1.2 蒸汽发生器	70%	100%	100%	100%
1.3 堆内构件	90%	100%	100%	100%
2 大型锻件及关键原材料	20%	25%	30%	30%
3 泵阀				
3.1 核二、三级泵及关键泵	5%	40%	40%	60%
3.2 阀门	10%	40%	45%	60%
4 数字化控制系统 DCS	20%	60%	75%	75%
5 常规岛半透汽轮机 T/G	60%	75%	85%	85%
6 其他				

6.1 应急柴油发电机	10%	30%	60%	80%
6.2 核燃料装卸系统设备	30%	45%	60%	80%
6.3 电气贯穿件	0%	70%	85%	90%
6.4 电缆	70%	80%	85%	90%
6.5 核岛中低压配电盘	0%	80%	100%	100%

资料来源：海通证券研究所

4.4 核电行业投资策略:盈利贡献弹性+技术突破

未来 10 年，我国核电将迎来高速发展时期。占核电设备比重最大的核岛和常规岛设备主要由国内三大动力厂商所垄断，其中东方电气在二代加技术上有领先优势，上海电气和哈动力在三代技术 AP1000 的引进上领先于东方电气。短期三大动力厂商的核电收入占比较小且盈利能力有限，2011 年之后将迎来收入确认的高峰期，建议关注东方电气在核电方面的盈利情况。

另外，我们建议投资者关注在关键零部件方面有技术突破、技术排他性较强的公司。建议投资者关注自仪股份和中核科技。

表 22 2009H1 三大动力核电订单（亿元）

	核岛订单	常规岛订单	2011 年收入确认	占比（%）
东方电气	140	212	100	30
上海电气	114	78	50-60	10
哈动力	10	30	10	3

资料来源：公司公告

表 23 核电行业相关上市公司

	材料	核岛/常规岛	电力电源	核电吊篮	空冷设备	专用阀门	核电仪表	运营商
升华拜克	■							
东方锆业	■							
嘉宝集团	■							
陆家嘴	■							
兰太实业	■							
中成股份	■							
沃尔核材	■							
东方电气		■						
上海电气		■						
哈尔滨动力		■						
奥特迅			■					
海陆重工				■				
哈空调					■			
中核科技						■		
自仪股份							■	
中能股份								■

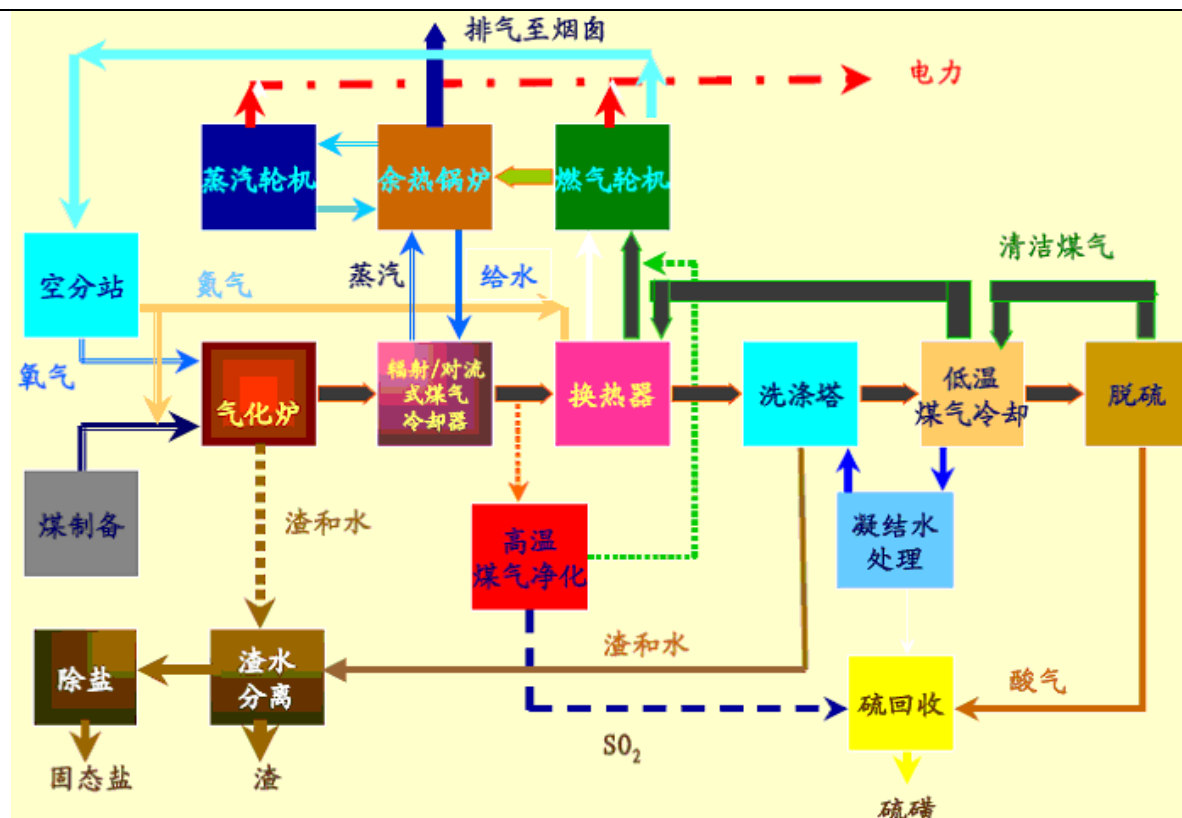
资料来源：海通证券研究所

5. IGCC, 清洁煤发电技术的未来

5.1 IGCC, 燃煤发电新技术

IGCC 发电技术是基于煤的气化技术、煤气的净化技术、高性能燃气轮机技术和燃气、蒸气联合循环及系统整体化技术等多种高科技技术的集成体。

图 21 IGCC 发电系统流程图



资料来源：TPRI

如上图所示，IGCC 先通过煤气化炉将煤气化成中、低值合成粗煤气，然后经净化系统将粗煤气除尘、脱硫、除杂而净化成精煤气，再经燃气轮机燃烧室充分燃烧产生热能并转化为有效功输出，还利用余热锅炉回收燃气轮机排气产生的过热蒸汽，以驱动蒸汽轮机再做功发电。这样 IGCC 既发挥了循环燃气轮机高温热源的高温优势，又保留了循环低温热源的好处，较好的实现了煤的化学能的洁净与能源高效的梯级利用。

IGCC 技术自上世纪 70 年代开始研究开发以来，自 90 年代进入商用试验阶段，目前 IGCC 已走过概念验证和工业示范阶段，正在进入商业示范阶段。超过运行十年的 IGCC 示范电厂有 4 个，全球在建和拟建的示范电厂已达 30 个左右，示范电站已经证明 IGCC 是能够同时提高燃煤发电效率、减小污染物排放的先进洁净煤发电技术。

相对其他洁净煤发电技术来说，IGCC 具有以下一些突出优点：（1）非常好的环境效益，煤洁净转化为合成气与非直接燃煤技术使它有非常好的环境效益，粉尘几乎为零，脱硫率达 98% 以上，脱氮率达到 90%，二氧化碳排放量减少 1/4，并可回收高纯度的硫、粉尘和其他污染物在此过程中一并被脱除。（2）效率高，目前大型试验商用电站的效率可达 45%，随着技术进步，未来净效率可达 50% 或更高。（3）用水量小，约为同等容量常规火电机组的三分之一左右。（4）能与其他先进的发电技术如燃料电池等结合，并能与煤制氢、化工等组成更先进的能源多元化生产系统。

5.2 当前国内主要市场在煤化工领域

中国煤炭资源丰富，而石油和天然气相对匮乏，这种不均衡的能源结构使得煤化工的发展显得更为必要。IGCC 多联产可以生产高附加值的液体燃料和化学品，提高整个装置的经济效益，是目前国内的主要市场。随着 IGCC 各项关键技术和国外示范装置的成功运行，中国发展 IGCC 多联产的条件开始成熟。

据相关资料显示，到 2020 年我国的煤化工市场将发展到 5000 万吨的水平，这意味着在未来十年，IGCC 相关设备需求将达到 300 台套左右，气化炉、废热炉和余热锅炉设备的市场规模将达到 600 亿元，年均 60 亿的市场空间，相对于刚刚启动的国内市场有着较好的发展机遇。假设华光股份占据三分之一的市场份额，则煤化工的发展每年将为其提供 20 亿的市场空间。

5.3 煤电大市场可能是 IGCC 未来的发展方向

2009 年，新能源、低碳经济等字眼深入人心，随着哥本哈根会议的临近、全球各国在碳排放问题上达成共识，中国的碳减排压力将不可承受。尽管国家已经陆续制定了许多新能源的扶持政策，但我们可以看到这在相当长时间里不会改变我国以煤炭为发电主力的格局。传统的燃煤发电技术很难解决高损耗、高排放的难题，寻找新的清洁煤电技术大势所趋。

如果 IGCC 成为未来煤电发展的主要技术形式，市场空间之大将超乎想象。目前，我国总装机容量 7.76 亿千瓦，其中火电装机 6.07 亿千瓦，如果到 2020 年 IGCC 装机能够达到 60000MW（不到火电总装机的 10%），考虑到国产化水平的提高，按照 6000 元/KW 的建设成本，将达到年均 360 亿的市场空间，发展潜力巨大。

以华能绿色煤电项目为代表，中国掀起了一轮发展 IGCC 项目的热潮。根据媒体公开报道统计，中国规划中的 IGCC（部分含多联产）项目接近 20 个。包括：神华温州 IGCC 多联产项目，总投资 88 亿元；中电投河北廊坊 IGCC 项目，已于 2008 年 4 月获得环保部的环评批复；华电浙江半山 200MW IGCC 项目，初可研已通过审查；广东东莞电化 4×200MW 联合循环发电项目，采用中科院热物理工程研究所自主开发的 IGCC 技术；中美蒙发一期 2×80 万吨/年甲醇和 800MW 联合循环发电项目等等。

5.4 投资策略：关注关键设备国产化带来的投资机遇

IGCC 领域，我们重点看好关键设备气化炉国产化带来的投资机遇。上市公司中，我们最看好华光股份。公司循环流化床锅炉业务订单充裕，海外市场订单增长迅速，垃圾炉细分市场有较好的技术优势和先发优势，而 IGCC 壳牌技术的获得，更使得公司在未来一个大市场中获得了较好的先发优势，一旦 IGCC 技术延伸至燃煤发电大市场，作为国产化设备厂商，公司的发展将进入崭新时代。

表 24 IGCC 相关上市公司

	气化炉	空分炉	煤气净化装置	燃气轮机	蒸汽轮机	余热锅炉
东方电气						
上海电气						
华光股份						
海陆重工						
天科股份						
科达机电						

资料来源：海通证券研究所

6. 特高压和智能电网引领能源传输新变革

6.1 2010 年电网投资有保障

2009 年，国网投资低于预期受上网电价单向上调影响较大，我们认为随着 11 月 19 日销售电价的上调，国网 2010 年投资应当有保证。

首先，电价上调提升电网公司盈利能力。2008 年 8 月 20 日国家单向上调火电机组上网电价 2 分钱，造成电网企业购电成本增加，以致今年 1-8 月份国家电网和南方电网公司亏损 161 亿元，同比减少利润 238 亿元。此次提高销售电价 2.8 分钱，若仅按国网公司 08 年 2.12 万亿度售电量算，将提高销售收入近 600 亿元，即使考虑上网电价的区域调整仍将大幅缓解现金流压力。我们认为国网公司 3200 亿的投资计划应该能够实现

其次，用电量数据连续提升，电网公司投资动力增强。从用电量和利用小时数看，电力需求呈加速趋势。10 月份，全国全社会用电量 3134.23 亿千瓦时，同比增长 15.87%，增幅比 9 月份上升 5.63 个百分点，继续保持回暖态势。1-10 月全国发电设备累计平均利用小时为 3735 小时，比去年同期下降 240 小时，其中 10 月份火电设备利用小时数 408 小时，同比增长 12%。

第三，我们认为 2010 年投资增速要保持，在公共投资部分，电网是不可或缺的一部分，2009 年低于国网自己的规划，2010 年连续低迷的可能性很小。

6.2 智能电网建设将有序展开

智能电网是以电力系统发、输、配、用各环节为对象，将新型电网控制技术、信息技术与管理技术有机结合起来，以“自愈、安全、经济、清洁”为特点，实现从发电到用电所有环节信息的智能交流，系统优化电力生产、输送和使用过程，是当今世界电力系统发展变革的最新趋势。

我国智能电网应涵盖发电、调度、输变电、配电和用户各个环节，是一个闭环系统。我国的智能电网首先应该是坚强的电网，能够实现能源资源的大范围优化配置，保障安全可靠的电力供应。国家电网公司正在全面建设以特高压电网为骨干网架、各级电网协调发展的坚强智能电网，并实现电网的信息化、数字化、自动化、互动化，在供电安全、可靠和优质的基础上，进一步实现清洁、高效、互动的目标。

我国分三个阶段推进“坚强智能电网”的建设：（1）2009 -2011 年为规划试点阶段，完成整体规划，形成顶层设计；加强各级电网建设，开展关键性、基础性、共用性技术研究，进行技术和应用试点。总投资额为 1600 亿元。（2）2012-2015 年为全面建设阶段，加快特高压电网和城乡配电网建设，初步形成智能电网运行控制和互动服务体系，关键技术和装备实现重大突破和广泛应用。投资额为两万亿元。（3）2016-2020 年为引领提升阶段，全面建成统一的“坚强智能电网”，技术和装备全面达到国际先进水平。投资额为 1.7 万亿。按照国网的投资规划，我们认为 2009-2011 年投资的重点在特高压、数字化变电站和智能终端。

6.2.1 特高压是未来发展重点

由于国内煤炭资源和的分布和经济发展的不均衡，长期以来国内电源分布和用电负荷不均衡，煤炭资源三分之二以上分布在山西、陕西和内蒙古西部；东部经济发达，全国三分之二以上的电力负荷集中在京广铁路以东地区。西部能源基地与东部负荷中心距离在 500 公里至 2000 公里左右。理论上要解决这一问题，一则是利用传统的方法运煤至电力负荷中心发电，另一种则是长距离输电。

关于运煤还是运电，国内曾经存在较大争议。显而易见，如果技术上可行，1000千伏特高压输电线路输送功率约为500千伏线路的4至5倍；正负800千伏直流特高压输电能力是正负500千伏线路的两倍多。同时，特高压交流线路在输送相同功率的情况下，可将最远送电距离延长3倍，而损耗只有500千伏线路的25%至40%。输送同样的功率，采用1000千伏线路输电与采用500千伏的线路相比，可节省60%的土地资源。特高压输电的良好经济性毋庸置疑。

技术的可行性是近年来特高压发展的难点。由于目前国内电网无论从电网的电压等级还是复杂程度来看，均堪称世界最大容量最高电压等级的电网，百万伏特高压网在世界范围内都没有成功运行的先例，设备的自主研发制造是一大难题。

2006年7月，国务院颁发了《关于加快振兴装备制造业的若干意见》，提出振兴装备制造业的核心是自主创新和国产化。并提出要以装备制造业振兴为契机，带动相关产业协调发展，带动一批“专、精、特”产业的发展。在电力装备方面，提出要以“开展1000千伏特高压交流和±800千伏直流输变电成套设备的研制，全面掌握500千伏交直流和750千伏交流输变电关键设备制造技术”为主要任务，实现重点突破。

随后2007年开展了我国首条特高压线路的示范工程建设。在《国家发展改革委办公厅关于印发特高压输变电设备研制工作会议纪要的通知》及《国家发展改革委办公厅关于晋东南——荆门1000千伏特高压交流试验示范工程设备国产化方案和招标采购方式的复函》中明确提出了我国特高压工程所需设备要立足国内，借鉴国外经验和教训，走自主化开发研制和国内供货的道路，设备国产化率不应低于70%。

表 25 晋东南—荆门特高压交流示范工程主要设备商

序号	项目名称	承担单位
1	变压器	天威保变、特变电工沈变
2	高压并联电抗器	西电、特变电工衡变
3	开关设备	西电、平高电气、新东北电气（沈高）
4	保护装置	许继集团、南瑞继保、国电南自、北京四方
5	电容式电压互感器	西电、桂林电力电容器、上海 MWB 互感器
6	避雷器	西电、抚顺电瓷
7	绝缘子	西电、抚顺电瓷

资料来源：海通证券研究所

2009年1月随着晋东南—荆门的特高压示范工程正式投运，标志着平高电气、西电、特变电工、天威保变等关键设备主要供货商的特高压产品取得了技术上的突破和成功，也意味着特高压在国内建设的必要技术条件已经达到。

根据国网公司的规划设想，“十二五”期间，特高压交流电网将初具规模，形成“两纵两横”的特高压骨干交流输电网，到2020年，交流特高压将形成“四横六纵多受端”的网架，特高压网架基本完成，长度达5万公里跨区域的输送能力将占到全国装机总容量的百分之二十五左右。有关部门预测到2020年特高压电网的累计投资额将达到6000亿元左右。

表 26 2012 年之前建成的特高压线路

项目	电压等级 (KV)	新增变电容量 (万千伏安)	新增输电线路长度 (公里)	开工时间	预计投产时间	计划投资 (亿元)	项目进展
陕北—晋东南—南阳—荆门—长沙	1000	1200	2*800	2010	2012	80	环评
锡盟—北京东—天津南—济南—徐州—南京北—泰州—苏州—上海西	1000	4800	2*1990	2009	2012	680	环评
四川—上海	800	1960	2*2100	2008	2012	130	在建
淮南—皖南—浙北—上海(沪西)	1000	2400	2*656	2009	2012	235	环评
锦屏—苏南	800	1960	2*2078	2009	2012	130	在建

资料来源：海通证券研究所

6.2.2 数字化变电站、数字化电网调度和用电信息管理是智能电网不可或缺的组成部分

国内建设坚强智能电网的规划提出,对未来十年电网发展提出了明确的方向和要求。未来国内智能电网将在开放和互联的信息模式基础上,通过加载系统数字设备和升级电网网络管理系统,实现发电、输电、供电、用电、客户售电、电网分级调度、综合服务电力产业全流程的智能化、信息化、分级化互动管理,是集合了产业革命、技术革命和管理革命的综合性的效率变革。由此可见实现智能化、信息化和互动化的各项设施和技术将是智能电网建设不可或缺的组成部分。

数字化变电站将是智能电网发展的基础,未来数字化变电站将实现一次设备智能化、二次设备信息化,通过在变电站的站控层、间隔层以及过程层采用全面的标准IEC61850通信协议,避免了设备重复投入,电磁兼容性能优越。数字化变电站有力的改变了传统变电站的建设投运模式,为智能电网应用提供统一的信息和技术支撑服务,是电网智能化所需大量数据的基本提供单元。目前我国变电站自动化市场按照惯例分为两类:一是电力系统变电站自动化,二是厂矿企业变电站自动化。据行业内分析报告显示,目前全国电力系统35kV及以上等级变电站约有20000余座,其中只有近一半实现自动化,目前多数正处于更新改造阶段。另外,每年都有上千座35kV及以上等级新建变电站投入运行,新建变电站基本上都采用自动化系统模式,因此预计未来几年电力系统变电站自动化市场规模每年保持在50-80亿元;另外,根据行业内的经验分析,厂矿企业变电站自动化市场规模相当于电力系统变电站自动化市场总体规模的40%,因此未来几年这部分市场的投资规模将达到20-32亿元。

电力系统调度用以控制整个电力系统的运行方式。当前电网调度强调自动化和工业计算机控制,是基于电网运行情况与用电情况的自动调整供电方式。国家电网公司针对电网自动化的发展,提出了数字化电网的概念,从调度自动化的角度出发,以数字化的全局模型对实际电网运行状态进行准确、实时的再现,从不同角度去真实刻画整个系统的运行状况,从而能够根据调度决策的需要建立全系统的实时分析平台和超实时的仿真平台,最终实现电网调度决策的智能化和调度指令执行的自动化。智能调度更重视信息的反馈和基于信息的自动化处理。智能调度采用IEC61970 国际标准接口,系统信息的反馈能力和自动化处理能力提升,机组具有较高的“自适应”水平,对现有调度控制中心功能的重大扩展,增强了电网在遇到事故时快速自动排除故障,保障供电的能力。

目前我国已建立了较完备的五级调度体系,“十一五”期间,调度自动化市场规模有所上升,各级电网调度自动化系统面临大规模的升级换代,据调查统计,需要升级换代的地调系统约有200多家,县调系统1000余家,每年投资规模为10-15亿元。

随着国家节能减排,电力体制改革和电力需求侧管理等政策的实行,电力公司对电能由产生、传输到消费整个过程信息的自动化监测和数据分析的需求变得十分迫切。整合现有各类电能采集与管理系统主站和终端功能,形成统一、完整的系统,全面实现购

电侧、供电侧、售电侧各环节的电能信息采集与管理，避免系统的重复建设以及信息孤岛的产生，从而更好地为能源管理、电力营销和生产服务，已成为电能信息采集与管理系统的发展趋势。综合考虑全国变电站、大用户的数量和50千伏安配变台数，按保守估计，未来5年每年的电能信息采集与管理系统的市场容量约为15—20亿元。

6.3 投资策略：把握投资节奏

根据国家电网的三个阶段规划，2010年智能电网规划项目将进入投资高峰期。按照建设的进展，我们认为特高压、柔性输电、数字化变电站、智能终端四个环节将会首先受益于智能电网投资。

我们的观点：一次设备景气度仍将维持，建议关注特变电工、平高电气、置信电气；我们重点倾向于关注二次设备公司的成长机遇，尤其是拥有技术优势的小公司，其成长潜力巨大。我们建议的投资标的是国电南瑞、荣信股份、科陆电子。

需要关注的因素：智能电网建设进程；招标价格下跌带来盈利能力下滑

表 27 智能电网建设受益公司

	发电	变电	输电	配电	用电
发展方向	可再生能源并网运行	智能预警监控功能的智能变电站	特高压工程	城乡配电网建设，灵活、可调、自恢复的智能配电网	智能用电管理体系，智能用电服务体系
主要产品	逆变器、无功补偿装置	数字化变电站，包括数字化互感器、开关控制、传感器、变电站监控、继电保护、故障记录装置	高压变压器、开关、断路器	智能配电网、配网自动化（数据采集、配电管理、故障处理）	智能电表、用电管理与采集系统
受益公司	荣信股份 思源电气 国电南瑞 许继电气	许继电气 思源电气 国电南瑞 国电南自 金智科技 长园集团 中元华电 理工监测	特高电工 天威保变 平高电气 许继电气	国电南瑞 国电南自 长园集团 思源电气	威盛集团 科陆电子 长城开发 许继电气

资料来源：海通证券研究所

信息披露

分析师负责的股票研究范围

詹文辉：电力设备行业首席分析师

张 浩：电力设备行业助理分析师

重点研究上市公司：天威保变、特变电工、金风科技、东方电气、上海电气、平高电气、许继电气、泰豪科技、长城电工、银星能源、华光股份、国电南瑞。

公司评级、行业评级及相关定义

我们的评级制度要求分析师将其研究范围中的公司或行业进行评级,这些评级代表分析师根据历史基本面及估值对研究对象的投资前景的看法。每一种评级的含义分别为:

公司评级

买入: 我们预计未来6个月内, 个股相对大盘涨幅在15%以上;

增持: 我们预计未来6个月内, 个股相对大盘涨幅介于5%与15%之间;

中性: 我们预计未来6个月内, 个股相对大盘涨幅介于-5%与5%之间;

减持: 我们预计未来6个月内, 个股相对大盘涨幅介于-5%与-15%之间;

卖出: 我们预计未来6个月内, 个股相对大盘涨幅低于-15%。

行业评级

增持: 我们预计未来6个月内, 行业整体回报高于市场整体水平5%以上;

中性: 我们预计未来6个月内, 行业整体回报介于市场整体水平 - 5%与5%之间;

减持: 我们预计未来6个月内, 行业整体回报低于市场整体水平5%以下。

免责条款

本报告中的信息均来源于公开可获得资料, 海通证券研究所力求准确可靠, 但对这些信息的准确性及完整性不做任何保证, 据此投资, 责任自负。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或建议是否符合其特定状况。海通证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易, 还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。本报告仅向特定客户传送, 未经海通证券研究所授权许可, 任何引用、转载以及向第三方传播的行为均可能承担法律责任。

海通证券股份有限公司研究所

汪异明
所长
(021) 63411619
wangym@htsec.com

高道德
副所长
(021) 63411586
gaodd@htsec.com

路 颖
所长助理 批发和零售贸易行业首席分析师
(021) 23219403
luying@htsec.com

陈 露
所长助理 宏观经济首席分析师
(021) 23219435
chenl@htsec.com

陈美凤
计算机及通信行业首席分析师
(021) 23219409
chenmf@htsec.com

江孔亮
建筑工程行业首席分析师
(021) 23219422
kljiang@htsec.com

丁 频
农业及食品饮料行业首席分析师
(021) 23219405
dingpin@htsec.com

詹文辉
电力设备行业首席分析师
(021) 23219412
zhanwh@htsec.com

韩振国
煤炭行业核心分析师
(021) 23219400
zgihan@htsec.com

潘洪文
保险行业核心分析师
(021) 23219389
panhw@htsec.com

邓 勇
石化及基础化工行业核心分析师
(021) 23219404
dengyong@htsec.com

龙 华
机械及公用事业行业核心分析师
(021) 23219411
longh@htsec.com

钮宇鸣
港口及水运行业核心分析师
(021) 23219420
ymniu@htsec.com

刘 金
基础化工及造纸印刷行业高级分析师
(021) 23219421
liujin@htsec.com

邱春城
电子元器件行业高级分析师
(021) 23219413
qiucc@htsec.com

区志航
纺织服装行业高级分析师
(021) 23219407
ouzh@htsec.com

谢 盐
证券信托行业高级分析师
(021) 23219436
xiey@htsec.com

马 婴
航空及机场行业分析师
(021) 23219408
maying@htsec.com

余闰华
银行业分析师
(021) 23219390
shemh@htsec.com

杨红杰
有色金属行业分析师
(021) 23219406
yanghj@htsec.com

范坤祥
金融行业分析师
(021) 23219382
fankx@htsec.com

唐建伟
社会服务行业分析师
(021) 23219608
tangjw@htsec.com

刘彦奇
钢铁行业分析师
(021) 23219391
liuyq@htsec.com

赵 勇
食品饮料行业分析师
(021) 23219460
zhaoyong@htsec.com

方 维
机械行业分析师
(021) 23219438
fangw@htsec.com

江维娜
医药行业分析师
(021) 23219610
jiangwn@htsec.com

李冠宇
计算机行业分析师
(021) 23219414
ligy@htsec.com

帅 虎
房地产行业分析师
(021) 23219401
shuaih@htsec.com

王茹远
互联网及传媒行业分析师
(021) 23219474
wangry@htsec.com

赵晨曦
汽车行业分析师
(021) 23219473
zhaocx@htsec.com

曹小飞
化工小组助理分析师
(021) 23219267
caoxf@htsec.com

郭世凯
消费小组助理分析师
(021) 23219269
guosk@htsec.com

李 畅
机械小组助理分析师
(021) 23219268
lich@htsec.com

潘 鹤
消费小组助理分析师
(021) 23219423
panh@htsec.com

蒲世林
建筑建材及建筑工程小组助理分析师
(021) 23219054
pusl@htsec.com

钱列飞
交通运输小组助理分析师
(021) 23219104
qianlf@htsec.com

舒 灏
机械小组助理分析师
(021) 23219171
shuh@htsec.com

张 浩
电力及电力设备小组助理分析师
(021) 23219383
zhangh@htsec.com

陈子仪
TMT 小组助理分析师
(021) 23219244
chenzy@htsec.com

李明亮
宏观经济核心分析师
(021) 23219434
lml@htsec.com

汪 辉
宏观经济高级分析师
(021) 23219432
wanghui@htsec.com

刘铁军
产业经济高级分析师
(021) 23219394
liutj@htsec.com

熊伟
宏观经济分析师
(021) 23219396
xiongwei@htsec.com

陈久红
策略核心分析师
(021) 23219393
chenjiuhong@htsec.com

吴一萍
策略高级分析师
(021) 23219387
wuyiping@htsec.com

张冬云
策略高级分析师
(021) 23219442
zhangdy@htsec.com

单 磊
策略高级分析师
(021) 23219428
shanl@htsec.com

陈瑞明
策略分析师
(021) 23219197
chenrm@htsec.com

娄 静
金融工程首席分析师
(021) 23219450
loujing@htsec.com

胡 倩
金融工程首席分析师
(021) 23219472
huqian@htsec.com

姜金香
固定收益高级分析师
(021) 23219445
jiangjx@htsec.com

单开佳
金融工程高级分析师
(021) 23219448
shankj@htsec.com

雍志强
期货高级分析师
(021) 23219424
zyong@htsec.com

周 健
金融工程分析师
(021) 23219444
zhouj@htsec.com

吴先兴
金融工程分析师
(021) 23219449
wuxx@htsec.com

邱庆东
固定收益分析师
(021) 23219424
qiuqd@htsec.com

丁鲁明
金融工程助理分析师
(021) 23219068
dinglm@htsec.com

张峰
金融工程助理分析师
(021) 23219370
zhangfeng@htsec.com

冯梓钦
金融工程助理分析师
(021) 23219402
fengzq@htsec.com

郑雅斌
金融工程助理分析师
(021) 23219395
zhengyb@htsec.com

贺振华
机构客户部经理 核心销售经理
(021) 23219381
hzh@htsec.com

潘春晖
核心销售经理
(021) 23219374
panch@htsec.com

高 溱
高级销售经理
(021) 23219386
gaoqin@htsec.com

孙 俊
高级销售经理
(021) 23219454
sunj@htsec.com

胡雪梅
高级销售经理
(021) 23219385
huxm@htsec.com

季唯佳
销售经理
(021) 23219384
jiwj@htsec.com

黄 毓
销售经理
(021) 23219410
huangyu@htsec.com

毛艺龙
销售经理
(021) 23219373
maoyl@htsec.com

申林英
销售经理
(021) 23219415
shenly@htsec.com

殷怡琦
销售经理
(021) 23219397
yinyq@htsec.com

海通证券股份有限公司研究所
地址：上海市黄浦区广东路689号海通证券大厦13楼
电话：(021) 23219381
传真：(021) 23219392
网址：www.htsec.com