



买入

36.4%↑

目标价格: 人民币11.40

002202.CH

价格: 人民币8.36

目标价格基础: 32倍14年市盈率

板块评级: 增持

本报告要点

- 行业由恶性的“营销制造”竞争模式向良性的“制造服务”竞争模式转变，风机价格将缓慢小幅提升。公司长期坚持“质量+服务”核心理念，品牌影响力行业认同。
- 新产品推向市场和成本快速下降是企业未来提升毛利率的关键。公司在过去三年打造了更加高效的科技化和产业化平台。
- 公司未来加快投入风电场运营业务。

主要催化剂/事件

- 国内风电扶持政策，尤其风电消纳能力提升!

股价表现



(%)	今年至今	1个月	3个月	12个月
绝对	57	17	26	-
相对新华富时A50指数	63	9	23	-

发行股数(百万)	2,695
流通股(%)	79.11
流通股市值(人民币 百万)	17,821
3个月日均交易额(人民币 百万)	299
净负债比率(%) (2013E)	净现金
主要股东(%)	
新疆风能有限责任公司	13.95
中国三峡新能源公司	11.19

资料来源: 公司数据, 彭博及中银国际研究
以2013年12月11日收市价为标准

中银国际证券有限责任公司
具备证券投资咨询业务资格

工业: 电力设备及新能源

刘波

(8621) 2032 8929

bo.liu@bocichina.com

证券投资咨询业务证书编号: S1300512020001

金风科技

风电行业由“营销制造”向“制造服务”转变，
公司全产业链综合竞争能力优势明显!

公司是中国最大的直驱风机设计和集成商，具有自主的技术和知识产权体系。受益于国内风电行业激进式成长，2000-2010年公司净利润年复合增长90%；2011-2012年行业在“营销制造”竞争模式中恶性洗牌，公司净利润年复合下滑75%；我们预计2013-2015年行业将在“制造服务”竞争模式中良性洗牌，公司净利润将恢复大幅增长。我们认为公司制造业务战略定位是在本轮洗牌中稳步实现风机占有率提升，加速优势风电场开发和运营运营，持续推进国际化。我们认为市场对国内风电行业竞争阶段以及公司战略定位及策略认识不够清晰，首次给予目标价11.4元，并首次建议买入。

支撑评级的要点

- 行业由“营销制造”向“制造服务”转变，推动行业从底部逐步健康走出，我们预计新一轮洗牌中风机价格缓慢小幅上行趋势。上一轮风机制造业的快速发展受国内风电行业激进和有序成长拉动，呈现恶性的“营销制造”竞争模式，2011-2012年随着风电行业发展快速紧缩，风机价格快速下跌，风机制造业哀鸿一片；产品性能和服务在恶性竞争凸显价值，良性的“制造服务”逐步成为行业新的竞争模式，“制造能力不是瓶颈，质量和服务能力才是瓶颈”，我们预计2013-2015年国内风机制造业将进行新一轮洗牌，到2015年底本轮洗牌结束，届时无新的市场进入者，公司市场占有率有望明显提升。
- “制造服务”竞争阶段，新产品快推向市场和成本快速下降是实现毛利率提升的关键。2011-2012年行业低谷倒逼公司加快精细化管理转型，着力打造高效的科技化和产业化平台，我们认为公司风机业务的毛利率会逐步提升，公司风机制造的毛利率会稳步提升，除了1.5MW风机价格的缓慢小幅上行，我们更看重公司2.5MW风机逐步成为主流机型且成本持续较快下降。
- 公司以优秀的“制造服务”为基础，积极开发国内优质风电资源，有序拓展风电产业链下游，实现全产业链动态均衡化和最大化。目前风电行业产业链价值分配是“自下而上”，虽然我们判断未来风机价格将缓慢小幅上行，价值链重调整和分配也将缓慢变化。公司本着价值链动态均衡化和最大化的战略定位，积极获取优质风电资源，侧重风电场开发和运营，我们预计公司2013年年平均权益运行装机为43万千瓦，2014年为140万千瓦，2015年为230万千瓦。
- 公司服务体系目前是成本中心，2013年起每年约15GW的风机出质保期带动运维市场快速放大，运维服务是高盈利业务，服务体系有望成为公司新的利润中心，而运维市场第三方外包具有商业模式创条件。

评级面临的主要风险

- 国内风电并网条件改善低于预期。

估值

- 首次给予公司目标价11.4元和买入评级。预计公司2013-2015年的EPS为0.06、0.15、0.35和0.57元。

投资摘要

年结日: 12月31日	2011	2012	2013E	2014E	2015E
销售收入(人民币 百万)	12,843	11,324	13,137	16,787	21,129
变动(%)	(27.01)	(11.83)	16.0	27.8	25.9
净利润(人民币 百万)	607	153	405	940	1,528
全面摊薄每股收益(人民币)	0.23	0.06	0.15	0.35	0.57
变动(%)	(73.50)	(74.77)	164.30	132.32	62.54
全面摊薄市盈率(倍)	38.2	151.2	57.2	24.6	15.2
股息率(%)	0.5	0.2	0.3	0.8	1.3

资料来源: 公司数据及中银国际研究预测

目录

投资要点	6
“营销制造”转型“制造服务”推动行业逐步走出底部	8
坚持“质量和服务”核心理念，行业洗牌中竞争力不断提升.	28
加快发展风电开发和运营，实现价值链利益均衡化和最大化	41
大量风机出质保期引爆风机运维市场，盈利模式有望创新...	44
受益新疆大开发和西电东送，区域竞争优势明显	49
估值	53

投资要点

我们判断行业由恶性的“营销制造”阶段进入良性的“制造服务”竞争阶段。经过上一轮洗牌，风机质量和服务已经成为风电行业的重要门槛，企业只有不断提高技术创新和服务创新提供更高质量的“制造服务”才能参与市场竞争。在新一轮的“制造服务”竞争阶段，“制造能力不是瓶颈，质量和服务能力才是瓶颈”，我们认为风机价格总体保持缓慢小幅上涨的趋势，尤其是 1.5MW 风机，有望上涨至行业有一个稳定盈利水平的价格区间。从目前常规高风速机型的招标价格 3,800 元/KW 来看，制造行业也只是全成本盈亏平衡点。

我们判断在“制造服务”竞争阶段，保障质量的情况下产品创新和成本下降能力是提升毛利率水平的关键因素。根据当前的风电开发现状，我国风力资源最为丰富的地区属“三北”地区，前期开发加大，鉴于此，风电制造企业纷纷加大研发力度，相继推出适用于低风速及高海拔等不同运行环境的风力发电机组以拓展内陆地区风电市场，风电市场的细分推动了技术与产品的升级。在传统风机价格缓慢小幅上涨的同时，新的风机具有较灵活的定价策略，经过前一轮粗放式发展后，风机毛利率水平取决于企业自身的科技化和产业化平台能力，即高效的产品创新和成本下降能力平台。

我们判断本轮“制造服务”竞争到 2015 年洗牌完毕，公司的占有率有望在 2015 年底出现明显提升。前一轮恶性“营销制造”竞争阶段，部分企业市场占有率显著下降，我们判断华锐风电和东方电气合计释放出近 6GW 的市场空间，新的竞争对手入明阳风电、重庆海装、远景能源 2013 年新签订单基本都呈现翻番的增长势头，大幅超越公司新签订单水平，我们认为新一轮的洗牌才刚刚开始，到 2015 年底，我们判断陆续会有一些企业会被洗出局，届时，我们判断基本再无新的竞争对手填补，公司的市场占有率将有明显提升。

我们认为公司长期坚持“品质和服务”核心理念，品牌影响力不断提升，产品具有溢价能力。从行业统计的公司主流机型的故障率和平均故障排除时间来看，都是大幅低于行业平均水平，且属于行业最低水平之列，这是公司长期坚持并践行“品质和服务”核心理念的结果，公司品牌影响力也在不断提高，从市场招标价格，公司的 1.5MW 风机较行业平均招标价格溢价在 5%左右，大约为 4000 元/KW。实际上，在“制造服务”竞争阶段，公司在风机制造业务的市场策略并不以加快提高市场占有率为目的，而是以保价稳量为出发点，坚持“品质和服务”理念不动摇，等待激进的竞争对手被洗出局。风机制造及服务本质是系统工程，而不是一个简单的产品制造工程。

我们认为 2011-2012 年的行业低谷倒逼公司加快构建高效的科技化和产业化平台，在“制造服务”阶段具有更好的产品创新和成本下降能力，公司制造业务的盈利能够恢复跳跃式增长。我们从公司过去三年的研发投入和专利情况来看，公司完成了 1.5MW 和 2.5MW 风机的系列化，实现了风机集成生产线显著自动化，推动内部构建“采购成本”、“质量成本”、“服务成本”精细化管理平台，打造更高效率的成本下降能力。这企业内部高效的科技化和产业化平台的搭建才是未来持续提升竞争力和品牌力的根本保障！我们总体测算 2013 年公司制造业务毛利率将提升 3.8 个百分点，2014 年提升 1.5 个百分点，2015 年提升 1.1 个百分点。

我们认为公司将从风场销售全部转入风场运营，提升盈利水平，保持长期现金流入，风场运营盈利将持续保持大幅增长。从风电产业链盈利能力来看，风电场运营是未来几年最好的盈利环节，公司在风场资源获取和开发方面起步较早，尤其是在优势资源获取方面有优秀的勘测能力，我们认为公司的风

场的年平均利用小时数显著高于行业平均水平，2012年行业平均水平为1,890小时，公司在2100小时以上。之前公司主要进行风场开发销售，未来将全部转入风场开发运营，我们预计公司2013年年平均权益运行装机为43万千瓦，2014年为140万千瓦，2015年为230万千瓦。

我们认为从2013年起，国内每年约13-15GW的风机出质保期，风电运维市场存在较大空间，但商业模式有待创新；公司风场服务总体保持较快增长，但基数依然较低，随着商业模式创新具有盈利爆发的可能。公司目前的服务体系通过服务内部业务链完成构建，服务人员约1000多人，占人员总数的28%左右，大幅领先于国内所有的竞争对手，每年仅薪酬支出约1亿元左右，目前的服务体系更多是保障公司自身业务链的品牌力和收益率，以成本中心体现。随着每年13-15GW风机出质保期，将逐步催生国内风电运维市场的快速增长，公司服务体系通过为出质保期风机提供备品备件更换、风机定期维护等实现收入增长。如果运营商将风场的运维业务整体外包给第三方服务团队，将是更大的商业模式创新，而且具有较大的盈利空间。服务本质是高盈利的业务形态，服务体系的运营成本主要是人员薪酬和差旅费用。

估值及建议

首次给予公司目标价11.4元和买入评级。预计公司2013-2015年的EPS为0.06、0.15、0.35和0.57元。

我们认为公司进入新一轮的成长周期，我们看好公司未来三年甚至更长时间的成长路径，长期坚持“质量和服务”和过去两年行业低谷倒逼企业管理提升，企业内部科技化和产业化平台能力显著增强，风电产业链业务资源匹配更加合理，综合和核心竞争优势突出，与竞争对手已经拉开较大差距，能够获取更多的行业利润分配。从风机制造行业来看，我们认为由于竞争模式的变化，制造行业已经从底部健康走出；国家层面也将加快建设三北地区输送通道以解决限电和弃风等不利因素，也有利于风电行业的健康发展。

图表1. 可比公司估值对比 (收盘价2013年12月11日)

代码	公司	市值 (亿元)	股本 (亿股)	价格 (元)	每股收益 (人民币)				市盈率 (倍)			每股收益增长率 (%)			
					2012	2013E	2014E	2015E	2013E	2014E	2015E	2013E	2014E	2015E	
600290	华仪电气	40	5.27	7.7	0.06	0.02	0.02	0.02	383	383	383		0	0	
600416	湘电股份	43	6.08	7.1	(0.34)	0.04	0.25	0.39	178	28	18		525	56	
601558	华锐风电	181	40.20	4.5	(0.14)	(0.25)	(0.25)	(0.25)							
002202	金风科技	225	26.95	8.4	0.06	0.15	0.35	0.57	56	24	15		164	133	63

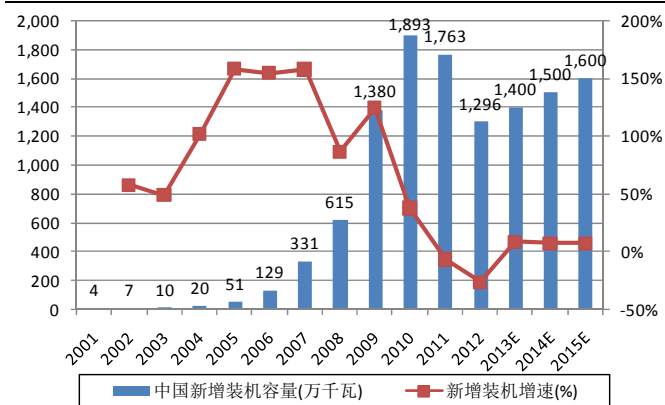
资料来源：中银国际研究

“营销制造”转型“制造服务”推动行业逐步走出底部

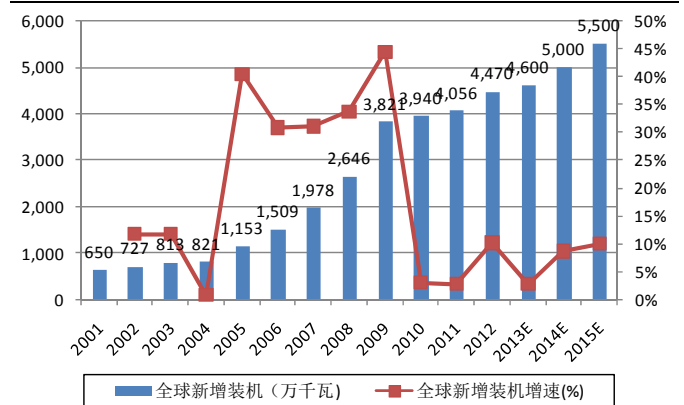
激进的中国风电十年跨越遭遇重重困难

2001-2010 年我国上一轮风机制造业的快速发展受国内风电行业激进和无序成长拉动。

图表2. 我国新增风电装机规模及增速

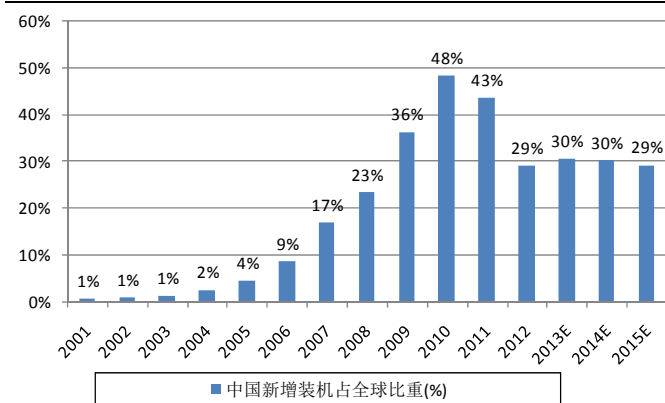


图表3. 全球新增风电装机规模及增速

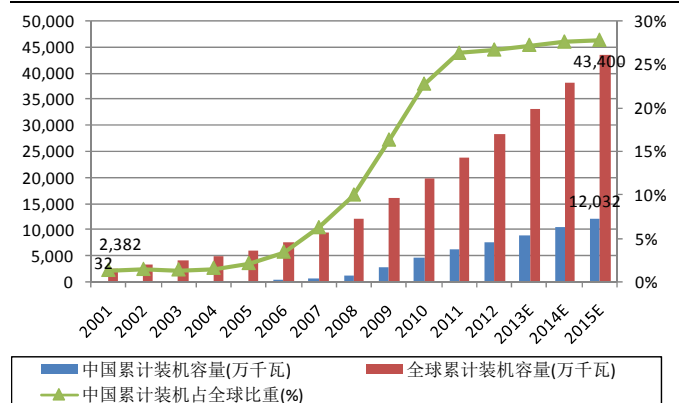


资料来源：中银国际研究，中国风能协会统计口径

图表4. 我国新增装机占全球比重



图表5. 我国及全球累计装机情况



资料来源：中银国际研究，中国风能协会统计口径

“三北”地区由于风力资源好，被过度和无序开发。

图表6. 2011 年各区域及各省并网风机容量及占地区总电源装机比重

区域	装机容量(万千瓦)			发电量(亿千瓦时)		
	风电	总电源	占比	风电	总电源	占比
华北地区	1,623	22,225	7.3%	279	10,381	2.7%
北京市	11	630	1.7%	3	266	1.2%
天津市	13	1,097	1.2%	1	613	0.2%
河北省	432	4,431	9.7%	88	2,225	3.9%
山西省	90	4,987	1.8%	13	2,344	0.6%
山东省	242	6,844	3.5%	41	3,181	1.3%

蒙西区	835	4,236	19.7%	132	1,752	7.6%
东北地区	1,509	9,799	15.4%	237	3,668	6.5%
辽宁省	402	3,401	11.8%	66	1,423	4.6%
吉林省	285	2,306	12.4%	40	707	5.6%
黑龙江	255	2,088	12.2%	44	834	5.3%
蒙东区	567	2,004	28.3%	88	704	12.4%
华东地区	313	21,722	1.4%	61	10,986	0.6%
上海市	21	1,950	1.1%	4	1,021	0.4%
江苏省	158	6,888	2.3%	27	3,935	0.7%
浙江省	32	6,060	0.5%	6	2,791	0.2%
安徽省	20	3,175	0.6%	3	1,661	0.2%
福建省	82	3,649	2.2%	22	1,578	1.4%
华中地区	47	21,443	0.2%	7	8,988	0.1%
河南省	11	5,224	0.2%	2	2,595	0.1%
湖北省	10	5,262	0.2%	1	2,073	0.1%
湖南省	6	3,093	0.2%	0	1,195	0.0%
江西省	13	1,801	0.7%	2	738	0.2%
重庆市	5	1,298	0.4%	1	543	0.2%
四川省	2	4,765	0.0%	0	1,842	0.0%
南方地区	194	18,541	1.0%	29	7,850	0.4%
广东省	85	7,631	1.1%	15	3,713	0.4%
广西区	5	2,690	0.2%	0	1,057	0.0%
海南省	25	425	5.9%	5	187	2.6%
贵州省	4	3,736	0.1%	1	1,352	0.0%
云南省	75	4,059	1.8%	8	1,540	0.5%
西北地区	858	10,743	8.0%	112	4,643	2.4%
陕西省	10	2,460	0.4%	1	1,179	0.1%
甘肃省	546	2,727	20.0%	71	1,072	6.6%
青海省	2	1,443	0.1%	0	496	0.0%
宁夏区	142	1,844	7.7%	11	997	1.1%
新疆区	165	2,172	7.6%	29	876	3.3%
西藏区		97	0.0%		23	0.0%
全国	4,505	105,576	4.3%	732	47,217	1.5%

资料来源：中银国际研究、国家电监会统计口径

弃风是指在风机处于正常情况下，由于当地电网接纳能力不足、风电场建设工期不匹配和风电不稳定等原因导致的部分风电场风机暂停的现象。

图表7. 2011年各区域及各省并网风机容量及占地区总电源装机比重

区域	实际发电量(亿千瓦时)	弃风率	弃风电量(亿千瓦时)
东北电网	237.37	17.55%	50.54
黑龙江	43.94	14.48%	7.44
吉林	39.87	14.86%	6.96
辽宁	66.06	9.03%	6.56
蒙东	87.5	25.26%	29.58
华北电网	278.71	13.69%	44.22
河北	87.65	3.96%	3.61
北京	3.1		

天津	1.43	0.69%	0.01
山西	13.17		
山东	41.06		
蒙西	132.3	23.22%	40
西北电网	112.11	19.90%	27.85
陕西	0.88		
甘肃	70.85	27.44%	26.8
青海	0.04		
宁夏	11.38		
新疆	28.96	3.18%	1.01
“三北”合计	635	16.23%	123

资料来源：中银国际研究、国家电监会统计口径

图表8. 2006-2012年三北地区的风电新增装机占比情况

	2006年	2006年	2006年	2006年	2006年	2006年	2006年
三北	79.6%	78.9%	82.4%	84.9%	80.9%	74.7%	62.8%
其他	20.4%	21.1%	17.6%	15.1%	19.1%	25.3%	37.2%

资料来源：中银国际研究、国家电监会统计口径

风电规划与电网规划不协调加剧了部分地区风电消纳受限。部分地区风电开发规划、建设时序不断调整，风电项目规模和进度远超规划，没有形成完整和统一的风电发展规划，使得电网规划无法统筹考虑风电送出，相应配套输变电工程难以及时纳入电网规划，风电送出工程建设时序难以妥善安排，接入系统工程的及时建设难以确保。同时，部分地区核准风电项目时，重接入、轻消纳且消纳方向不明确，风电大量建成后，消纳面临困难。

图表9. 风电规划与电网规划不协调的案例

省份	案例
河北	<p>河北地区由于风电建设投资方和地方政府对风电发展比较积极，目前已投产、核准和取得路条文件的风电装机容量已达到1490万千瓦，远远超过原《河北省风电发展规划》中2015年达到1013万千瓦装机容量的目标，特别是承德丰宁地区原《规划》仅60万千瓦，但已开展及拟开展前期工作的风电场已近200万千瓦，原有输电规划将远远不能满足目前风电发展需求。</p> <p>陕西地区规划在2012年风电装机达到101万千瓦，2015年达到180万千瓦，2020年达到360万千瓦。在规划外，陕西地区计划在宝鸡秦岭和安康市分别建设15万千瓦的风电场。陕西省电网公司认为，规划风电规模大，电网难以消纳。</p>

资料来源：中银国际研究

风电建设速度与电网建设速度不同步加剧了部分地区运行受阻现象。风电项目前期工作流程周期短，核准快，建设周期短，而相应配套送出电网工程，前期工作周期较长、核准程序复杂，建设周期长。同时，一些发电企业将大型风电项目分拆成多个小于5万千瓦的小项目（多为4.95万千瓦）进行申报，获得核准后，形成多个风电场分期接入电网、局部地区风电接入过于集中的局面。有些风电项目还不同程度存在提前开工现象。以上因素叠加，造成电网送出工程建设不同步，致使大量风电项目建成后无法及时接入电网或全额送出。

图表10. 风电建设速度与电网建设速度不同步的案例

省份	案例
内蒙古	蒙东开鲁风电基地规划容量240万千瓦，发电项目提前开工建设并投产，部分项目已按最终规模全部建成，而开鲁500千伏风电汇集站尚在开展前期工作，为保障开鲁风电基地风电接入，只能采用过渡方案，将风电分别接入开鲁220千伏变电站和科尔沁500千伏变电站，在这种方式下，风电消纳受到限制。
宁夏	宁夏地区大部分风电项目在电网接入条件尚未落实的情况下就开工建设。2011年底，宁夏风电并网容量142万千瓦，核准在建容量434万千瓦，其中只有153万千瓦项目落实了电网接入条件，仅占全部项目的三分之一。
新疆	新疆自治区发改委在2011年底到2012年初，先后核准了43个4.95万千瓦风电项目，加上目前国家发改委即将核准的哈密东南部风电项目，预计到2013年底风电总装机容量将达到648万千瓦。如果这些项目全部投产，“疆电外送”通道届时尚未建成，将出现新疆电力过剩突出现象，弃风情况将不可避免。

资料来源：中银国际研究

风电本地消纳市场空间有限，部分地区输送通道能力不足，既不能就地消纳，也不能及时送出。风电消纳原则上局限在省内，但是一些省区消纳空间明显不足，甚至在区域电网内，也不能完全消纳。此种情况，在东北电网、华北（蒙西）电网尤为突出。东北电网本身负荷水平、用电量不高，火电装机富余，风电装机大规模快速增长，本地消纳空间又不足，风电亟需外送消纳。但是三北地区由于网架结构原因，输送通道不同程度存在输送能力不足问题。西北地区甘肃酒泉风电基地、东北地区蒙东和吉林风电基地、华北区域蒙西和冀北风电基地输送通道能力不足问题比较严重。

图表11. 风电本地消纳市场空间有限，输送通道能力不足的案例

省份	案例
东北	东北电网近两年用电量同比增长仅维持在10%左右，市场需求增速放缓，同时由于火电机组的大量投产，供大于求形势较为突出。2011年呼盟煤电基地项目和白音华电厂共计8台60万千瓦机组全部投产（发电量在辽宁消纳），2012年红沿河核电站第一台百万千瓦级核电机组也将投运，吉林、黑龙江送辽宁电量将会大幅减少，使东北电网“北电南送”的格局发生重大改变。目前风电消纳原则是本省消纳，吉林省电力公司2015年最大只能消纳约658万千瓦的风电，但该省制定的2015年风电发展目标超过1400万千瓦。本省发电量自身难以消纳，外送电量难度又在逐年增加，风电的消纳问题已成为制约吉林风电发展的瓶颈。
吉林	吉林电网，2011年松白电网送出阻塞较为严重，省网北部最大输送能力300万千瓦，南部最大输送能力350万千瓦，2011年因电网输送能力不足造成的受限电量达2.06亿千瓦时，占全省风电限电量的38.3%。2012年松白地区电源装机容量将达到515万千瓦（火电240万千瓦，风电275万千瓦），地区最大负荷约90万千瓦，地区外送能力仅180万千瓦，仍然不能满足火电、风电送出需求。
内蒙古	蒙东赤峰、通辽地区，2011年风电输送通道受阻较为严重。2012年，蒙东赤峰地区预计电源总装机760万千瓦，其中风电装机234万千瓦，当地最大负荷为156万千瓦，外送能力仅270万千瓦。不仅局部220千伏网架输送能力不足，而且外送通道不能满足风电满发需求。2012年，蒙东通辽地区将有102万千瓦风电投产，但该地区外送通道没有变化，阻塞问题将更加突出。

资料来源：中银国际研究

系统调峰问题较为突出。因系统调峰困难而造成风电运行受阻的现象，在西北、华北和东北区域都普遍存在，以东北地区较为典型。系统调峰困难的原因主要有几个方面：一是区域内电力负荷总体水平较低，峰谷差大，加大了电力系统调峰难度；二是调峰电源不足，华北、东北和西北地区火电比重较大，而且火电装机中热电联产机组在“三北”一些省区的比例过高，水电、抽蓄和燃气等调节能力好的电源比例低，电源调峰能力不足；三是“三北”地区风电发展迅猛，占系统总装机的比例已经达到较高水平，但是风电的间歇性、波动性、随机性的特点决定了风电的发电出力难以保持稳定，因而在

相当程度上增大了系统调峰需求和调峰难度。

图表12. 风电本地消纳市场空间有限，输送通道能力不足的案例

省份	案例
东北	东北电网受用电结构的影响，负荷特性较差，尤其是冬季最小负荷率偏低，峰谷差较大，调峰电源所占的比重过低。2011年东北电网的最大峰谷差达到1184.06万千瓦，抽水蓄能电站容量30万千瓦仅占总装机容量的0.3%，同时，水电受库容的限制，调峰能力也只有270万千瓦。火电调峰机组中，热电机组多以30万千瓦容量为主，在冬季实行“以热定电”，致使东北电网调峰能力明显不足。
内蒙古	蒙西电源结构以火电为主，火电约占总装机的75.7%，火电装机中的57.4%为供热机组。2012年一季度，蒙西供热机组（1640万千瓦）全部并网，非供热机组开机容量860万，全网调峰能力下降约250万千瓦，加上网内自备电厂不参与调峰等原因，全网高峰时段接纳风电能力200万千瓦，部分时期后半夜低谷风电接纳电力不足30万千瓦。

资料来源：中银国际研究

促进风电消纳的市场和各类电源协调运行机制尚不健全。一是**市场机制问题**，当前以发电计划电量为基础的电力运行管理模式下，电力系统内各类不同的发电资源，特别是火电机组因风电发电数量的增加而带来的利益冲突，无法通过合理的体制安排得以疏导；系统的调峰能力，无法通过辅助服务价格等市场手段实现最优配置；计划电量的刚性约束与风电发展的系统灵活性需求之间的矛盾无从化解；导致风电运行受阻现象越发严重。二是**各类电源协调运行机制问题**，由于缺乏以市场配置资源的政策环境和管理手段，节能发电调度没有全面推行，发电资源间的竞争体现在计划指标的分配，难以合理评估对节能减排战略的贡献，以节能降耗、减排为指标的考核工作无法落实到位，风电等新能源的优势不能完全体现。

恶性的“营销制造”是上一轮风电制造行业竞争模式

我国上一轮风机制造行业竞争本质是恶性的“营销制造”竞争模式，全行业在质量保障和售后服务方面大大折扣。

图表13. 2004-2010 年公司新增销量与中国新增装机容量对比情况

年份	公司新增销量(万千瓦)	其中国内(万千瓦)	国内占比
2004	7	7	100%
2005	14	14	100%
2006	40	40	100%
2007	83	83	100%
2008	137	137	100%
2009	204	203	100%
2010	401	400	100%
2011	311	289	93%
2012	258	246	95%

资料来源：中银国际研究

图表14. 2004-2010 公司经营情况

项目	2004 年	2010 年	2004-2010 年复合增长率
风机销售容量(万千瓦)	6.7	400.7	97.65%
营业收入(亿元)	2.45	175.96	103.90%
净利润(亿元)	0.42	23.84	95.91%

资料来源：中银国际研究

图表15. 2012 年不同类型 1.5MW 机组样本故障率统计

序号	机组型号	故障发生频次 (次/台·年)	平均排除故障耗时 (小时)	平均排除故障区间导 致的电费损失(万元)
1	Tf01	0.33	16.76	1.46
2	Tf02	0.25	109.23	9.50
3	Tf03	0.23	93.76	8.16
4	Tf04	0.18	1.67	0.15
5	Tf05	0.15	7.39	0.64
6	Tf06	0.14	44.48	3.87
7	Tf07	0.13	15.42	1.34
8	Tf08	0.12	12.71	1.11
9	Tf09	0.12	86.44	7.52
10	Tf10	0.1	11.22	0.98
11	Tf11	0.09	44.04	3.83
12	Tf12	0.09	10.18	0.89
13	Tf13	0.07	117.5	10.22
14	Tf14	0.07	103.79	9.03
15	Tf15	0.06	79.1	6.88
16	Tf16	0.06	17.97	1.56

资料来源：中银国际研究

自 2011 年开始，风电行业发展瓶颈逐步显现，并网消纳困难、弃风限电严重、质量事故频发等制约了我国风电行业的发展，产业进入调整转型期，2012 年这一态势仍在延续。

图表16. 故障发生频次和平均排除故障耗时对 1.5MW 风机运营收益的影响

电量损失 (万元, 扣税)	平均排除故障耗时(小时)											
	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110
0.06	0.02	0.04	0.09	0.13	0.18	0.22	0.27	0.31	0.36	0.40	0.45	0.49
0.08	0.03	0.06	0.12	0.18	0.24	0.30	0.36	0.42	0.48	0.54	0.60	0.66
0.10	0.04	0.07	0.15	0.22	0.30	0.37	0.45	0.52	0.60	0.67	0.75	0.82
0.12	0.04	0.09	0.18	0.27	0.36	0.45	0.54	0.63	0.72	0.81	0.90	0.99
0.14	0.05	0.10	0.21	0.31	0.42	0.52	0.63	0.73	0.84	0.94	1.05	1.15
0.16	0.06	0.12	0.24	0.36	0.48	0.60	0.72	0.84	0.96	1.08	1.19	1.31
0.18	0.07	0.13	0.27	0.40	0.54	0.67	0.81	0.94	1.08	1.21	1.34	1.48
0.20	0.07	0.15	0.30	0.45	0.60	0.75	0.90	1.05	1.19	1.34	1.49	1.64
0.22	0.08	0.16	0.33	0.49	0.66	0.82	0.99	1.15	1.31	1.48	1.64	1.81
0.24	0.09	0.18	0.36	0.54	0.72	0.90	1.08	1.25	1.43	1.61	1.79	1.97
0.26	0.10	0.19	0.39	0.58	0.78	0.97	1.16	1.36	1.55	1.75	1.94	2.14
0.28	0.10	0.21	0.42	0.63	0.84	1.05	1.25	1.46	1.67	1.88	2.09	2.30
0.30	0.11	0.22	0.45	0.67	0.90	1.12	1.34	1.57	1.79	2.02	2.24	2.46
0.32	0.12	0.24	0.48	0.72	0.96	1.19	1.43	1.67	1.91	2.15	2.39	2.63

资料来源: 中银国际研究

说明: 1、排除故障耗时导致的电量损失直接影响利润; 2、风电上网价格按照 0.54 元计算; 3、风电实行按增值税应纳税额减半征收的优惠政策

质保期内故障导致的电量损失以及维修费用由风机制造商承担，质保期外故障导致的电量损失以及维修费用由风机运营商承担。有关故障导致的维修费用，包括设备维修或更换等费用，比较难以量化。

图表17. 1.5MW 风机故障导致的年电量损失 (参考图表 16)，未考虑维修费用

年份	2009	2010	2011	2012
全国平均利用小时	2,077	2,047	1,920	1,890
年营业收入(万元, 扣税)	155	153	143	141
年故障导致电费损失(万元, 扣税)	影响净利润率			
最小	0.02	0.01%	0.01%	0.02%
最大	2.63	1.69%	1.72%	1.83%

资料来源: 中银国际研究

说明: 1、风电上网价格按照 0.54 元计算; 2、风电实行按增值税应纳税额减半征收的优惠政策

质保期内正常的检修费用和备品备件消耗由风机制造商承担，质保期外正常的检修费用和备品备件消耗由风场运营商承担。公司直驱风机由于减少了齿轮箱，降低了风力发电机组的运行维护成本，直驱风机的零部件和耗材要比带齿箱的风机少，因此，在20年寿命期的维护费用要少得多。直驱风机运行消耗品仅为双馈机组的50%左右。正常年份，1,500kW双馈机组平均每台每年的消耗品和备件费用大约为风电机组造价的3%左右，公司1,500kW平均每台每年的消耗品和备件费用不到风电机组造价的1.5%。另外，直驱风机只是每5年更换一次齿轮箱油，仅此一项就能节省大量费用。风机设计结构简单，变流设备、电控设备等易损件都在塔筒底部，维护方便。

图表18. 1.5MW 风机年正常的备件耗材损失

年份		2009	2010	2011	2012
全国平均利用小时		2,077	2,047	1,920	1,890
年营业收入(万元, 扣税)		155	153	143	141
年常规备件耗材损失(万元)		影响净利润率			
直驱	7.65	4.94%	5.00%	5.35%	5.43%
双馈	15.22	9.82%	9.95%	10.64%	10.79%

资料来源：中银国际研究

说明：1、风电上网价格按照0.54元计算；2、风电实行按增值税应纳税额减半征收的优惠政策；3、假设直驱按照4,000元/KW均价，15%的毛利率倒推成本；4、双馈按照3,800元/KW均价，11%的毛利率倒推成本

2011-2012年我国风电行业受多方面因素制约出现紧缩，恶性竞争模式导致风机价格快速下跌，风机制造行业哀鸿一片。

图表19. 2004-2010年公司按照营业收入和新增销量测算的单位价格

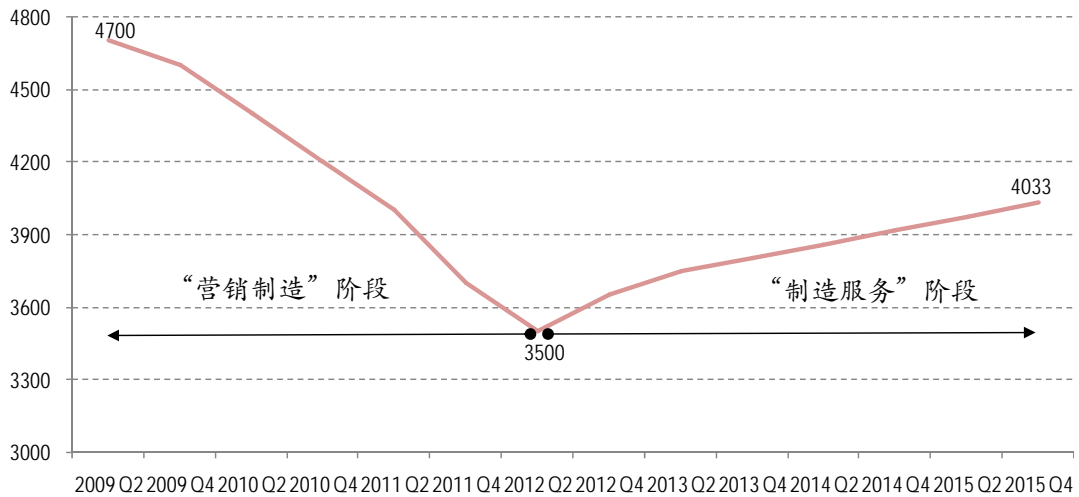
年份	新增销量 (万千瓦)	营业收入 (亿元)	毛利率 (%)	单位价格 (元/千瓦, 不含税)
2004	7	2.41		3,443
2005	14	4.97		3,550
2006	40	15.14		3,785
2007	83	30.45	29%	3,669
2008	137	60.36	24%	4,406
2009	204	102.37	26%	5,018
2010	401	167.96	23%	4,189
2011	311	117.21	14%	3,769
2012	258	95.96	14%	3,719

资料来源：中银国际研究

良性的“制造服务”将成为新一轮的风电制造行业竞争模式

产品性能和服务在上一轮恶性竞争凸显价值，良性的“制造服务”将逐步成为行业新一轮的竞争模式。“制造能力不是瓶颈，服务能力才是瓶颈”，我们预计 2013-2015 年我国风机制造业将在这种良性竞争中进行新一轮洗牌，而风机价格也有望显现缓慢上行到一定程度后稳定。

图表20. 1.5MW 双馈风机的价格走势判断



资料来源：中银国际研究

风机市场占有率的变化也反映了上一轮恶性竞争模式的结束，新一轮良型竞争模式的逐步建立。曾经第一梯队的华锐和东气市场占有率明显下滑，第二梯队的明阳、海装、湘电快速上升；而公司的市场份额保持稳定。

图表21. 2006-2009 年我国风机市场占有率情况（以新增吊装量为统计依据，新增吊装量滞后新签合同量约一年左右）

2006 年		2007 年		2008 年		2009 年	
企业	份额	企业	份额	企业	份额	企业	份额
公司	33.3%	公司	25.1%	华锐	22.5%	华锐	25.3%
Vestas	23.6%	华锐	20.6%	公司	18.1%	公司	19.7%
Gamesa	15.9%	Gamesa	17.0%	东方	16.9%	东气	14.8%
GE	12.7%	Vestas	11.2%	Vestas	9.6%	联合	5.6%
华锐	5.6%	东气	6.7%	Gamesa	8.1%	明阳	5.4%
安迅能	3.7%	GE	6.5%	运达	3.7%	Vestas	4.4%
Nordex	2.0%	Suzlon	6.2%	上气	2.9%	湘电	3.3%
运达	1.5%	运达	2.0%	明阳	2.8%	GE	2.3%
Suzlon	0.9%	Nordex	1.7%	安迅能	2.4%	Suzlon	2.1%
东气	0.7%	安迅能	1.5%	GE	2.3%	Gamesa	2.0%
前十名	99.8%	前十名	98.4%	前十名	89.3%	前十名	84.9%
前五名	91.0%	前五名	80.5%	前五名	75.2%	前五名	70.8%
前三名	72.7%	前三名	62.7%	前三名	57.4%	前三名	59.8%

资料来源：中银国际研究

简称说明：东气---东方电气，华锐---华锐风电，运达---浙江运达，上气---上海电气，明阳---明阳风电，联合---联合动力，湘电---湘电风能，华创---华创风能，南车---南车风电，远景---远景能源

图表 22. 2010-2013 一季度我国风机市场占有率情况(以新增吊装量为统计依据,新增吊装量滞后新签合同量约一年左右)

2010 年		2011 年		2012 年		2013H1	
企业	份额	企业	市场	企业	份额	企业	市场
华锐	23.2%	公司	20.4%	华锐	23.2%	公司	20.4%
公司	19.7%	华锐	16.7%	公司	19.7%	华锐	16.7%
东气	13.9%	联合	16.2%	东气	13.9%	联合	16.2%
联合	8.7%	明阳	6.7%	联合	8.7%	明阳	6.7%
明阳	5.6%	东气	5.4%	明阳	5.6%	东气	5.4%
Vestas	4.7%	湘电	4.0%	Vestas	4.7%	湘电	4.0%
上气	3.2%	上气	4.0%	上气	3.2%	上气	4.0%
Gamesa	3.2%	Vestas	3.8%	Gamesa	3.2%	Vestas	3.8%
湘电	2.7%	华创	3.6%	湘电	2.7%	华创	3.6%
华创	2.6%	南车	2.6%	华创	2.6%	南车	2.6%
前十名	87.3%	前十名	83.2%	前十名	87.3%	前十名	83.2%
前五名	71.0%	前五名	65.3%	前五名	71.0%	前五名	65.3%
前三名	56.8%	前三名	53.2%	前三名	56.8%	前三名	53.2%

资料来源: 中银国际研究

简称说明: 东气---东方电气, 华锐---华锐风电, 运达---浙江运达, 上气---上海电气, 明阳---明阳风电, 联合---联合动力, 湘电---湘电风能, 华创---华创风能, 南车---南车风电, 远景---远景能源

随着风电行业监测能力的日趋成熟，和风机运营指标有关的统计数据必将日趋完善，“全生命周期度电成本”将逐渐成为“制造服务”最重要评估体系。

图表 23. 风机“全生命周期度电成本”

年营业收入	全生命周期
平均出力×年运行小时数	20×
成本	全生命周期
风机初始招标	1×
年常规检修费用	20×
年故障率导致电量损失	20×
年故障率导致维修费用	20×
年常规备品备件消耗	20×
等等	20×

资料来源：中银国际研究

风机发电效率是重要的“全生命周期度电成本”指标。在同等风力条件和运行时间内，相同额定功率的风机发电量差异反映了不同企业在技术路线和实力方面的能力差异。

图表 24. 某无故障情况下对两款不同厂家 1.5MW 风机日发电量实测对照表

日期	风速(m/s)	A 型发电量(kWh)	B 型发电量(kWh)
2009-7-11	3.03	2,000	2,208
2009-7-10	4.10	4,900	6,251
2009-7-8	6.08	12,800	14,012
2009-7-1	8.52	14,700	16,384
2009-7-6	9.17	20,800	22,132
累计电量		55,200	60,987
增量			10.5%

资料来源：中银国际研究

说明：上表是两种机型均无故障情况下的发电量数据，从实际统计的发电量指标可以分析出，B 型风机的发电功率曲线明显优于 A 型风机。

图表 25. 1.5MW 风机因故障率和正常备件消耗在全生命周期(20 年)的费用损失

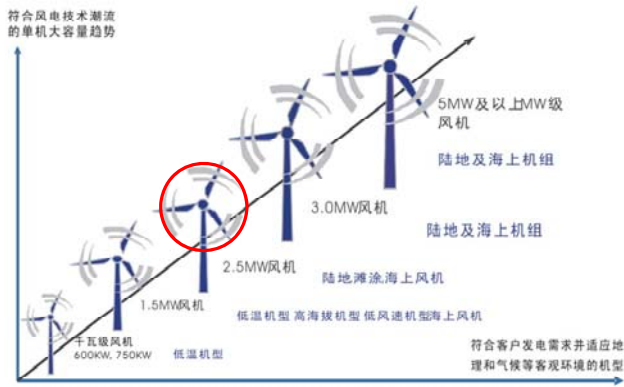
风机价格	单价(元/kW)	单机价格(万元)
直驱	4,000	600
双馈	3,800	570
年故障导致电费损失(万元, 扣税)	额定使用年限(年)	全寿命费用(万元)
最小	0.02	20
最大	2.44	20
年常规备品备件消耗(万元)	额定使用年限(年)	全寿命费用(万元)
直驱	7.65	20
双馈	15.22	20

资料来源：中银国际研究

以良性“制造服务”为基础的竞争模式，技术进步有望推动风机价格上涨。目前国内主力陆上风机机型是 1.5MW，占据约 70% 多的市场份额，市场风机价格主要参考该类风机的平均价格；随着风机朝着单机大容量方向发展，2.5MW 风机有望逐步成为陆上主力风机机型，2.5MW 风机目前的单价较 1.5MW 高出一

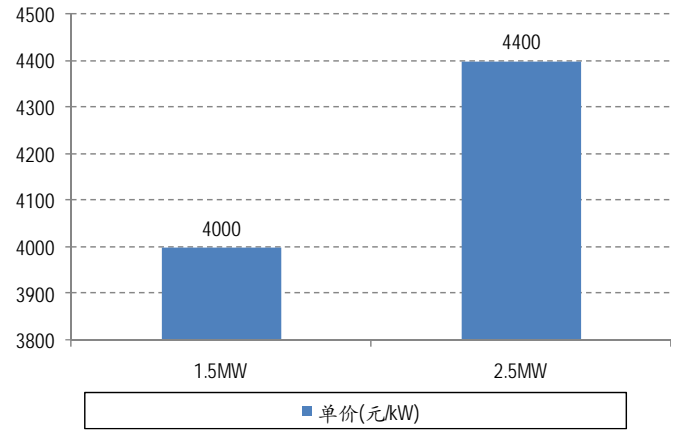
截，主要系 2.5MW 风机的全成本较高。在“制造服务”竞争模式下，我们认为 2.5MW 风机的价格未来会保持稳定，决定不同风机制造企业盈利水平是各自的成本下降能力。

图表 26. 国内风电主力机型发展趋势



资料来源：中银国际研究

图表 27. 公司主力机型的目前平均价格水平



“十二五”期间我国风电行业总体发展将更加健康和稳健

我们认为 2013-2015 年我国新增风电装机总体保持平稳。

- ◆ 鉴于我国风电行业前期过快发展暴漏的问题，监管部门为我国风电行业发展指出了指导风电行业健康发展的指导意见，有利于我国风电装机合理有序。

图表 28. 监管部门对我国风电行业健康发展的相关意见

意见	主要内容
进一步加强风电电源、电网统一规划	根据能源发展总体规划，结合区域资源情况，综合考虑区域及省（区）电网消纳风电能力、负荷特性、电网及其他电源规划，制定统一的风电规划。风电规划阶段，坚持电网规划与风电发展规划相结合原则，高度重视配套电网规划和论证，保证风电送出和消纳；坚持集中开发与分布式发展相结合，在开发建设大型风电基地同时，积极建设中小型风电项目接入配电网就地消纳；积极开展电网调峰和风电消纳能力研究，通过规划抽水蓄能、燃气发电等调峰、调频电源，改善区域电源结构，促进风电与其他电源的协调发展，满足风电发电大规模并网运行的需要。2015 年全国风电装机将超过 1 亿千瓦。建议进一步完善和落实“三北”地区风电基地跨省区输电规划方案及调频调峰电源配套方案，与风电基地同步建设。
加快风电项目、输电工程的配套核准、建设	进一步加快风电富集地区送出通道建设，改善现有网架结构，加强省间、区域间的电网联络线建设，提高电网输送能力和消纳能力。在考虑市场消纳能力和确保电网安全运行的前提下，科学安排风电资源开发时序及建设进度，风电项目开发与电网工程同步规划、同步核准、同步投产，充分考虑项目建设周期差异，保证风电项目与送出工程、输变电项目的协调推进，避免投资浪费和弃风损失。加强风电项目核准管理，坚持先落实电网接入条件、完成接入系统评审、获得接入电网意见函后再核准的管理程序。
进一步加强和优化风力发电调度工作	科学合理安排电网运行方式，做好发电计划安排，优先调度风电；协调电网之间的调度运行方案，力争实现更长时间范围内的开机方式优化，形成科学的开停机计划、备用计划，全面提升电力系统消纳风电的能力。深入推进建立风电功率预测系统和风电场运行监控系统建设，提高风电调度运行的精细化水平。充分利用风电场十五分钟、小时、日出力预测曲线，为电网调度部门科学精细化调度提供参考依据。加大跨省区调峰调度，挖掘系统调峰能力，加强火电机组运行管理，深入挖掘火电机组调峰潜力，实时测算火电调节空间，鼓励火电参与深度调峰。
建立灵活的市场机制，协调风电与传统能源矛盾	推进变革当前以发电计划电量为基础的电力运行管理模式，落实节能发电调度办法，完善辅助服务补偿机制，在省内或区域范围内建立风电场对深度调峰火电企业的补偿机制，鼓励火电企业为风电低谷消纳进行深度调峰，解决计划电量的刚性约束与风电发展的系统灵活性需求之间的矛盾以及电力系统内各类不同的发电资源之间的利益冲突。发挥市场在优化配置资源中的灵活作用，推进风火互补发电权交易。
多措并举，发展负荷，改善负荷特性	严格执行峰谷电价，加强风电富集地区需求侧管理，改善系统负荷特性；推进产业结构调整，发展和培育中西部地区负荷，促进风电就地消纳。在东北地区积极开展冬季低谷期风电供热、风电热泵等扩大风电消纳的示范项目，拓展当地风电的利用方式。利用智能电网技术，积极开展各类试验示范。在西北、华北适宜地区，开展以分散式风电及储能设施等为主、电网为辅的微型电网运行示范，创新风电就地消纳的模式。
进一步完善价格财税激励机制	完善可再生能源全额保障性收购工作机制，落实持续稳定的可再生能源电价补贴政策，提高电价政策，健全风电发电补贴的时效性。研究制定风电供热价格政策。出台抽水蓄能等调峰调频电源的鼓励性电价政策。合理确定新能源接入系统工程造价的补偿标准，弥补企业合理成本。

资料来源：中银国际研究

- ◆ 国家发改委能源研究所在其《中国风电发展路线图 2050》中统筹考虑风能资源、风电技术进步潜力、风电开发规模和成本下降潜力，并结合国家能源和电力需求，确定了风电发展的阶段性目标，提出“每年风电新增装机达到 1500 万千瓦左右，到 2020 年，力争风电累计装机达到 2 亿千瓦。”

图表 29. 能源局发布的到 2020 年我国风电发展总体规划

总体指标	主要指标	2010 年	2015 年	2020 年
装机容量	陆上风电(万千瓦)	3,118	9,900	17,000
	海上风电(万千瓦)	13.2	500	3000
	合计(万千瓦)	3131	10,400	20,000
发电量	总发电量(亿千瓦时)	500	1,900	3,900
	占全部发电量比例(%)	1.2	3	5
	平均发电小时数(小时)	1,597	1,827	1,950
具体内容	详情			
风电基地	到 2015 年河北、蒙东、蒙西、吉林、甘肃酒泉、新疆哈密、江苏沿海和山东沿海、黑龙江等大型风电基地所在省(区)风电装机容量总计达到 7900 万千瓦，海上风电装机容量达到 500 万千瓦。			
风机制造	风电机组整机设计和核心部件制造技术取得突破，海上风电设备制造能力明显增强，基本形成完整的具有国际竞争力的风电设备制造产业体系。到 2015 年，形成 3-5 家具有国际竞争力的整机制造企业和 10-15 家优质零部件供应企业。			

资料来源：中银国际研究

- ◆ 中国风能协会对未来若干年的年风电新增装机容量的预测如下。

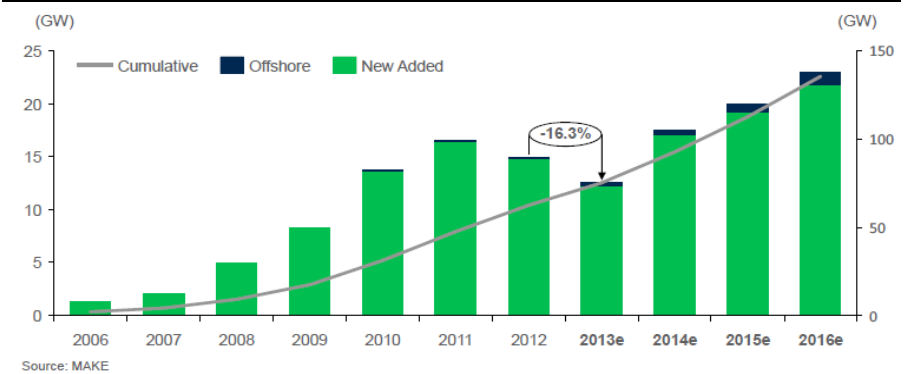
图表 30. 中国风能协会对未来几年风电新增装机容量的预测

单位, GW	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年
保守情景	13.5	13.5	13.5	15.0	15.0	15.0	15.0
乐观情景	14.5	14.5	14.5	18.0	18.0	18.0	17.8
积极情景	15.5	16.0	16.0	20.0	20.0	20.0	20.0

资料来源：中银国际研究

- ◆ 专门从事风电行业咨询的 MAKE Consulting 对中国 2013-2016 年间的新增装机容量预测如下：2013-2016 年间的年度新增装机规模大概分别为 12、17、19、22GW。

图表 31. 中国风能协会对未来几年风电新增装机容量的预测



资料来源：中银国际研究

我们认为风电上网电价短期不会调整，综合考虑“弃风”、“限电”、“补贴不到位”等因素，静待商业环境的逐步改善，风电行业产业链价值将动态调整和合理均衡化。市场部分人士认为由于风机价格大幅下跌带来风电场 IIR 明显上升，部分风电场 IIR 超过 20%，因此，认为下调风电上网电价调低风电场收益。我们认为，未来三年保持我国风电行业健康发展才是第一要务，风电行业产业链的利益会因为商业环境的变化而动态调整，认为下调风电电价的观点可能没有审视整个风电产业链生态环境。

- ◆ 现行的风电上网电价沿用 2009 年 7 月的电价政策。2009 年 7 月，国家发展改革委价格司发布《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，按风能资源状况和工程建设条件，将全国分为四类风能资源区，分别规定每千瓦时 0.51 元、0.54 元、0.58 元和 0.61 元的风电标杆上网电价，结束了之前「招标+核准」的风电电价确定模式。注：风电上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分，由当地省级电网负担；高出部分，通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。脱硫燃煤机组标杆上网电价调整后，风电上网电价中由当地电网负担的部分要相应调整。

图表 32. 全国风力发电标杆上网电价表

资源区	标杆上网电价(元/kWh)	各资源区所包括的地区
I 类	0.51	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区；新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市
II 类	0.54	河北省张家口市、承德市；内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市；甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市
III 类	0.58	吉林省白城市、松原市；黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市，大兴安岭地区；甘肃省除张掖市、嘉峪关市、酒泉市以外其他地区；新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区；宁夏回族自治区
IV 类	0.61	除 I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区

资料来源：中银国际研究

我们认为在国家和电公司重视下，“并网难”和“弃风”问题将逐步解决。

- ◆ 2011-2012 年间风电场出现了严重的“并网难”和“弃风”的问题，这引起了国家的重视，2012 年 3 月国家电监会发布了《关于加强风电安全工作的意见》，2013 年 3 月份国家能源局颁布了《关于做好 2013 年风电并网和消纳相关工作的通知》，2013 年 7 月份又发布了《关于开展风电太阳能光伏发电消纳情况监管调研的通知》，另外据说《关于促进风电行业健康发展的意见》正在制定中，可能于今年年底由国务院印发，这反映出国家对风电发展是高度重视的。
- ◆ 在国家的高度重视下，电网公司也加快一系列电网工程的建设，为风电上网和提升出力提供了条件。

图表 33. 一系列电力工程建设缓解风电上网和提升出力

各资源区所包括的地区	
2013 年 6 月	新疆与西北联网 750KV 第二通道工程竣工投运。 国网张家口供电公司透露，张家口地区风电送出的 3 条 500 千伏新通道获得了河北省发改委核准批复。该通道包括 3 座 500 千伏变电站和 4 条 500 千伏线路（“三站四线”）。
2013 年 7 月	国家能源局网站发布《国家能源局综合司关于委托评估疆电外送第二条特高压通道落点四川方案的函》。注：该线路目前落地调整至安徽。
2013 年 8 月	哈密南—郑州±800 千伏特高压直流输电工程“双极低端系统调试”启动，2013 年底将正式投运。
2013 年 10 月	国家电网发展策划部副主任张正陵在 2013 北京国际风能大会上透露，酒泉至湖南±800KV 特高压直流线路已获国家能源局“小路条”。

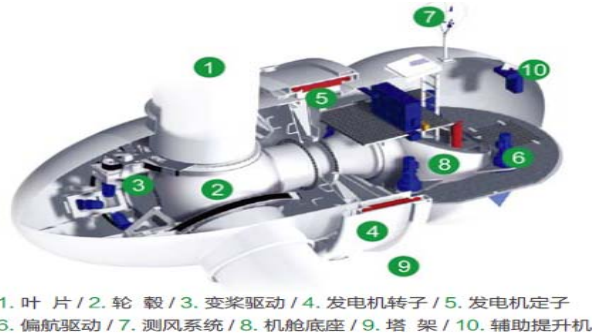
资料来源：中银国际研究

- ◆ 据了解《可再生能源配额管理办法》已经征求过一轮意见，经过修改后会上国家能源局办公会讨论，之后再报送国务院，如果配额制能够得以实施，市场认为这将推动地方政府去协调火电企业和可再生能源的出力问题，从某种程度上来说是从本质上来解决可再生能源的出力问题。
- ◆ 风电利用小时数有望不断提升。关于风电并网消纳问题的改善，无论是来自行业方面的原因，还是来自于政府、电网方面的原因，未来都将持续改善。

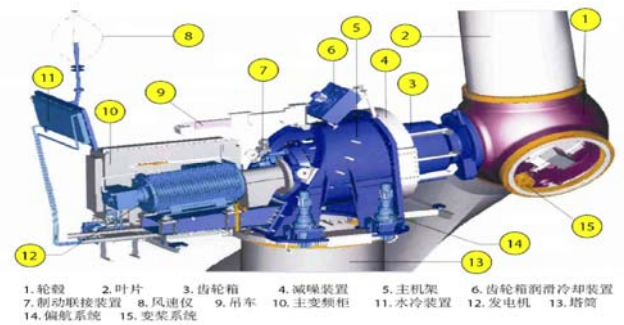
直驱和双馈技术路线之争，尚难下定论

我国主流的风力发电机技术包括双馈、直驱和半直驱技术。国内双馈机组应用的比较广泛，生产直驱的主要是公司、湘电股份和哈电气，三者市场份额约25%左右。双馈之所以占比较高，主要是由于历史上从事双馈机组生产的厂家就较多，而从事直驱机组生产的厂家主要是德国的ENERCON，所以当年国内厂家从国外引进技术时也是引起双馈机组技术的多。

图表 34. 公司 1.5MW 直驱机组示意图



图表 35. 华锐风电 1.5MW 双馈机组示意图



资料来源：中银国际研究

直驱机组的机械结构相对简单。直驱机组取消了沉重的齿轮箱，发电机轴直接连接到风机轴上，转子的转速随风速而改变，其交流电的频率也随之变化，经过置于地面的大功率电力电子器件将频率不定的交流电整流成直流电，再逆变成与电网同频率的交流电输出，实质是使用电力电子装置替代了部分机械装置。

图表 36. 直驱之于双馈的优缺点

	内容
优点	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 直驱风机省去齿轮箱，所以其噪音更低，且无碳刷和滑环，可以降低维护成本（对于海上风电而言，这一点十分重要，因为其维护起来十分麻烦）。 ◆ 直驱风机受风速限制较小，而如果使用双馈机组，低风速下的风轮机转速也很低，直接用风轮机带动双馈电机转子将满足不了双馈发电机对转子转速的要求，必须通过升速齿轮箱后再和双馈发电机相连，而如果是风速较低，对齿轮箱的要求就比较高，会导致成本增加。 ◆ 采用永磁技术的直驱风机由于转子不需要从电网获得励磁电流，所以具备较强的低电压穿越能力。 ◆ 由于直驱风机本质是采用电力电子技术替代机械技术，而电的效率会比机械的效率更高，所以理论上来说，直驱风机的系统效率更高。
缺点	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 直驱风机由于没有齿轮箱来增速，所以要求其具有较大的扭矩，因此其风机就会更大一些，所以在拆解、运输、安装时增加了困难。 ◆ 由于直驱机组使用的变流器容量是双馈机组的3倍左右，所以其对电力电子器件的需求以及要求就更高。 ◆ 如果是使用永磁直驱技术，永磁材料的退磁问题需要获得解决。 ◆ 但由于近年来大功率、大尺寸电力电子器件、IGBT技术的发展以及永磁技术的研发，现在这两方面的问题都不构成障碍了。

资料来源：中银国际研究

从我国陆上风机故障率来看，双馈型风机故障率和平均故障处理时间相对较高，但如果以此下结论认为从行业角度来看直驱技术明显优于双馈，我们认为可能过于武断。2008-2010 年公司、华锐风电和东方电气的市场占有率平均在 55%左右，我们只能认为公司的直驱风机故障率较低，而华锐风电和东方电气的双馈风机故障指标相对较高；从 2013 年风电市场吊装量和订单量来看，华锐风电和东方电气都在明显下降，但双馈机型的另外两家企业明阳风电和重庆海装的吊装量和订单量在明显上升。

但我们以下结论是公司的直驱型风机经过市场长期检验，在故障率和平均故障处理时间方面明显优于其它双馈和直驱型风机企业。关于公司在质量和 服务方面的竞争力我们将在下一节介绍。

图表 37. 2012 年全行业不同类型机组样本故障率统计

序号	技术类型	报送故障统计的机组数量(台)	统计故障发生数(次)	故障发生频次(次/台·年)	平均排除故障耗时(小时)
1	双馈	18,662	1,936	0.10	107.50
2	半直驱	95	1	0.01	84.00
3	直驱	3,554	368	0.10	36.78
4	其他	3,554	183	0.08	72.06

资料来源：中银国际研究

从世界各大风机企业发展的海上风机技术路线来看，直驱路线研发占有一定优势。海上风电是未来风电发展的重要方向，所以各大风机制造商都在研究这方面的机组技术，由于海外风机维护困难大，如果选用双馈机组，由于齿轮箱、转子上的碳刷、滑环等机械部件需要定期维护，所以维护成本会显著增加，而选用直驱机组就可以避免这些问题，因此，国内外的大型风机制造商近些年来都开始把直驱机组作为重要研发方向，包括一些以前主要从事双馈机组生产的企业，这反映出了直驱机组的优势。

图表 38. 国际风机制造企业的海上风电机组的研发情况

Manufacturers	Model	Power (MW)	Gearbox	Generator
ALSTOM		6	Direct Drive	Permanent magnet
AMERICAN SUPERCONDUCTOR		10	Direct Drive	HTS
BARD	VM	5 6.5	3-stage VS planary	Asynchronous Synchronous
Clipper		10	Direct Drive	Synchronous permanent magnet
Dongfang		5		Synchronous permanent magnet
Doosan		3	Direct Drive	Synchronous permanent magnet
ENERCON	E-123	6	Direct Drive	Annular generator
GE ENERGY	GE 3.6	3.6 5	3-stage Direct Drive	Asynchronous Synchronous permanent magnet
Hyundai		5		Synchronous permanent magnet
Multibred	M5000	5	1-stage	Synchronous permanent magnet
Nordex	N90	2.5	3-stage	Doubly-fed asynchronous
REPOWER	M5	5	3-stage	Double Fed Induction
SIEMENS	SWT 3.6-107	3.6 6	Direct Drive Direct Drive	Synchronous permanent magnet
SINOVEL	SL3000	3 5	3-stage Direct Drive	Asynchronous Synchronous permanent magnet
STX GROUP		2	Direct Drive	Synchronous permanent magnet
Sway/Enova		10	Direct Drive	Synchronous permanent magnet
VESTAS	V90 V164-7.0 MW	3 7	3-stage Medium speed	Asynchronous
XEMC DARWIND		5	Direct Drive	Synchronous permanent magnet

资料来源：中银国际研究、American Superconductor Corporation/Various

坚持“质量和服务”核心理念，行业洗牌中竞争力不断提升

新疆早期的风电探索为公司发展奠定了先发优势。公司创立于新疆，而新疆是中国最早进行风电探索的地方，公司前身要追溯到 1988 年成立的新疆风能公司（曾在 2008-2010 年间问鼎国内市场占有率最高的华锐风电在 2005 年成立），后续的风电场建设、技术引进、技术消化吸收等为公司打下了很好的技术基础和先发优势。

图表 39. 新疆地区早期的风电探索

时间	事件
1983 年	离网型小型风机在新疆北部农牧区开始推广，这是中国较早利用风力进行发电的探索。
1986 年	新疆水利水电研究所成立，开始进行风力发电探索，在乌鲁木齐东南郊柴窝铺湖附近建立了风资源气象观测站，观测研究风力发电的有关基础风资源数据。这是新疆风电事业发展的正式起步，也是公司事业的最早开端。
1988 年	以新疆水利水电研究所为基础成立新疆风能公司。这是中国最早的以风电场建设运营为主导业务的企业之一，它培养了公司的创业团队，至今仍是公司主要股东之一。
1989 年	新疆风能利用丹麦政府捐赠，购买丹麦 Bonus 公司 13 台 150KW 机组，经过一年时间建设，于 1989 年 10 月实现达坂城风电场的并网发电，这是当时亚洲最大的风电场。
1996 年	新疆风能实施完成了德国政府“黄金计划”援助项目，达坂城风电场总容量由 2,050KW 增加至 6,100KW，其中包括当时全国单机容量最大的 2 台 600KW 机组。引进不同厂家机组的消化吸收为研制国产化机组做了技术准备。

资料来源：中银国际研究

公司发展阶段之一（1997-2006 年），技术和制造能力原始积累：公司创立、进入风机制造领域，并成为引导中国风机制造的重要企业，还把业务延伸至风电投资和服务领域，开始研发永磁直驱风机。该阶段对于金风来说，最重要的是积累了风机制造的先发优势。

图表 40. 1997-2006 年公司发展史上重要时点

时间	事件
1997 年	在多年管理运营、消化吸收进口风机的基础上，新疆风能（公司的创始股东之一）做出了进入风机制造业的决定，引进了德国 Jacobs 公司 600KW 双馈风机制造技术，率先在中国开启了风机国产化的研制事业，并被科技部列入国家“九五”科技攻关项目。这是公司诞生的事业基础。
1998 年	成立新疆新风科工贸有限责任公司，国家科技部批准新风科工贸与新疆风能公司、新疆风能研究所共同承担国家“九五”科技攻关项目——“600KW 风力发电机组研制”，并签订项目合同。
1999 年	新风科工贸完成 600KW 风力发电机的研制工作，通过国家科技部和自治区科技厅组织的联合验收鉴定。
2000 年	新风科工贸开始从科研向市场的转型，实现销售零的突破。在全国风电设备制造业中率先通过 ISO9001 质量体系认证。
2001 年	新风科工贸完成公司增资及改制，由新疆新风科工贸有限公司整体变更设立为新疆金风科技股份有限公司，引进了德国 Repower 公司 750KW 双馈风机制造技术。
2002 年	通过与 GE、三菱重工等跨国公司的竞争，中标当时中国风电装机容量最大的同时也是我国第一个风电特许权项目——广东粤电 10 万千瓦项目。
2004 年	公司与德国 Vensys 公司建立了长期的战略合作伙伴关系，开始联合设计兆瓦级直驱永磁风力发电机组，当年完成 1.2 MW 样机的研制。
2005 年	第一台 1.2MW 风力发电机组（永磁直驱技术）在达坂城风电场投入运行。
2005 年	成立子公司北京天源科创风电技术有限责任公司（简称“天源科创”），专业从事风电技术服务。

资料来源：中银国际研究

公司发展阶段之二（2005-2010 年），先发技术和制造优势迎来中国风电行业大规模、高速度发展。公司的永磁直驱风电技术发展完善，赶上中国风电装机快速成长时期，完成 A 股和 H 股的两次融资，进入国际市场。

图表 41. 2004-2010 年公司新增销量与中国新增装机容量对比情况

年份	中国新增装机容量 (万千瓦)	同比 增长	公司新增销量 (万千瓦)	同比 增长	公司新增销量/中国 新增装机容量
2004	20		7		34.1%
2005	51	157.4%	14	108.9%	27.7%
2006	129	154.0%	40	185.3%	31.1%
2007	331	157.2%	83	107.2%	25.1%
2008	615	85.8%	137	65.4%	22.3%
2009	1380	124.3%	204	48.3%	14.8%
2010	1893	37.1%	401	96.8%	21.2%
2011	1763	-6.9%	311	-22.5%	17.6%
2012	1296	-26.5%	258	-16.8%	19.9%

资料来源：中银国际研究

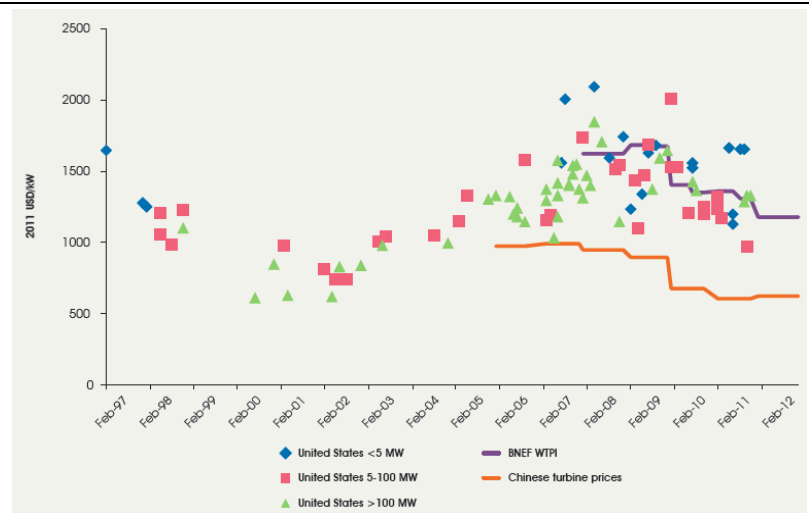
说明：公司新增销量/全国新增装机容量并不是市场占有率的概念，每年年初统计的吊装量作为指标作为前一年市占率的分析依据。

图表 42. 2007-2010 年公司发展史上重要时点

时间	事件
2007 年	子公司北京天润新能投资有限公司（简称“天润新能”）成立，专业从事风电场的开发销售和运营。
2007 年	公司首批 5 台 1.5MW 风力发电机组在达坂城风电场投入运行。
2007 年	公司在北京亦庄建立第一个备件库，成立国内第一支风电备品备件专业化服务团队。
2007 年	公司 A 股在深圳证券交易所上市，股票代码 002202.CH， 首发募集资金 18 亿元人民币，IPO 后总股本 4.5 亿股。
2008 年	收购德国 Vensys 能源股份公司 70% 的股权，完成了北京、新疆、德国三地研发中心的建设，成为国内第一家具备兆瓦级直驱风机自主研发设计能力和完整自主知识产权的风电整机制造商，同时为公司产品进入国际市场打开空间。
2008 年	公司古巴项目设备装船发运，这是第一个国产成套风力发电设备（含塔架）出口项目，公司实现了国际销售零的突破。
2009 年	公司德国子公司 Vensys Energy AG 周年庆典暨第一台 2.5MW 风机下线仪式在德国 Neunkirchen 市的 Vensys 公司举行。
2009 年	公司自主研发的首台 3.0MW 风力发电机组在新疆达坂城成功安装并进行试运行。
2010 年	公司 H 股在香港联交所上市，股票代码 2208.HK， 首发募集资金 104 亿元港币，IPO 后总股本 26.95 亿股。

资料来源：中银国际研究

公司发展阶段三（2011-2012 年），中国风电遭遇发展瓶颈导致行业低谷，公司也开启了新一轮完善产业化和科技化能力调整。大量企业的风机制造产能涌入风电市场，从 2009 年下半年开始风机价格就开始出现下跌的趋势，这一趋势则在 2010-2011 年间则演变为风机价格的大幅度下跌。虽然 2010 年风机价格有较大幅度下跌，但是由于国内风电新增装机量依然保持较快的增长，所以 2010 年公司的收入和利润情况表现尚可。在行业低谷期间，公司也开启了精细化管理转型，打造更高效的风机产业化和科技化平台。

图表 43. 美国和中国风机销售价格表现


资料来源：中银国际研究、国际可再生能源组织

图表 44. 2008-2012 年公司业绩增速对比

	中国新增装机同比	公司销量同比	公司营收同比	公司归属净利同比
2008	85.84%	65.42%	108.11%	61.52%
2009	124.30%	48.29%	66.28%	74.66%
2010	37.13%	96.80%	63.86%	33.13%
2011	-6.85%	-22.49%	-27.01%	-69.88%
2012	-26.49%	-16.82%	-11.83%	-76.95%

资料来源：中银国际研究

值得一提的是 2007-2010 年，公司在风机技术方面实现了由双馈到直驱的重大转型，供应链重构和产品系列化过程一定程度上降低了 2011-2012 年公司之前粗放发展积累的风险。实际上公司首台 1.5MW 直驱样机于 2007 年 4 月在达坂城风电场安装运行，而之前公司的主流 750kW 机型为双馈型，鉴于公司重大技术转型导致供应链的重构和产品的系列化，这在一定程度影响了公司的发展速度。2008-2010 年，华锐风电在 1.5MW 风机市场占有率方面始终且明显领先公司，但在接下来的 2011-2012 年行业低谷期到来时，公司也因上述原因在一定程度上被降低了风险。参考下图表，公司 750kW 双馈风机从 2009 年以后基本无新增订单，2009 年之前的 750kW 订单执行到 2010 年完毕。

图表 45. 2005-2009 年 1.5MW 风机在中国风机装机（吊装量）市场份额


资料来源：中银国际研究、中国风能协会

坚持“质量和服务”原则，品牌影响力持续提升

统计数据表明，公司风机的故障率和故障处理耗时较低。

图表 46. 2012 年公司不同类型 1.5MW 直驱机组样本故障率统计

序号	机组型号	故障发生频次 (次/台·年)	平均排除故障 耗时(小时)	年电费损失 (万元)
1	GW50/1500	0.18	7.39	0.10
2	GW77/1500	0.13	12.71	0.12
3	GW82/1500	0.12	11.22	0.10
4	GW87/1500	0.06	17.97	0.08

资料来源：中银国际研究

图表 47. 公司 1.5MW 不同型号风机的电费损失

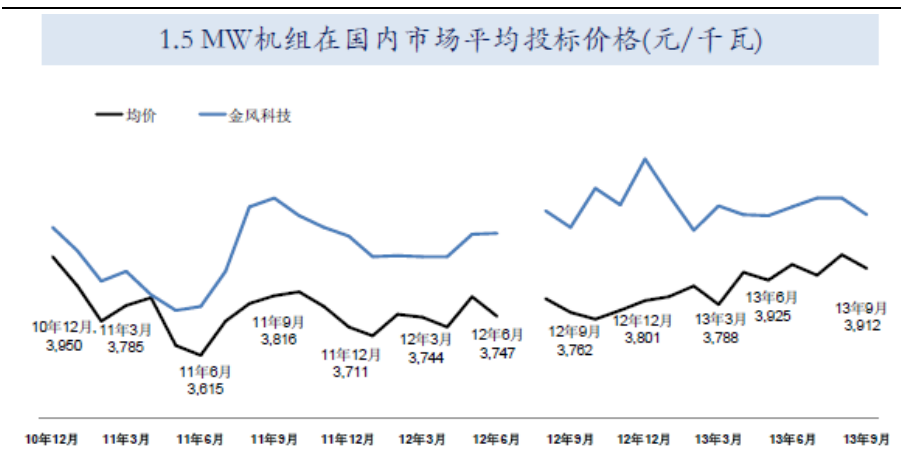
年份	2009	2010	2011	2012	
全国平均利用小时	2,077	2,047	1,920	1,890	
年营业收入(万元, 扣税)	144	142	133	131	
年电费损失(万元, 扣税)	影响净利润率				
GW50/1500	0.09	0.06%	0.06%	0.07%	0.07%
GW77/1500	0.11	0.08%	0.08%	0.09%	0.09%
GW82/1500	0.09	0.06%	0.07%	0.07%	0.07%
GW87/1500	0.07	0.05%	0.05%	0.06%	0.06%

资料来源：中银国际研究

说明：1、风电上网价格按照 0.54 元计算；2、风电实行按增值税应纳税额减半征收的优惠政策

长期低故障率和低故障排除时间的优秀表现，使得公司逐步具备品牌溢价的能力。

图表 48. 公司 1.5MW 风机较行业均价存在明显品牌溢价



资料来源：中银国际研究

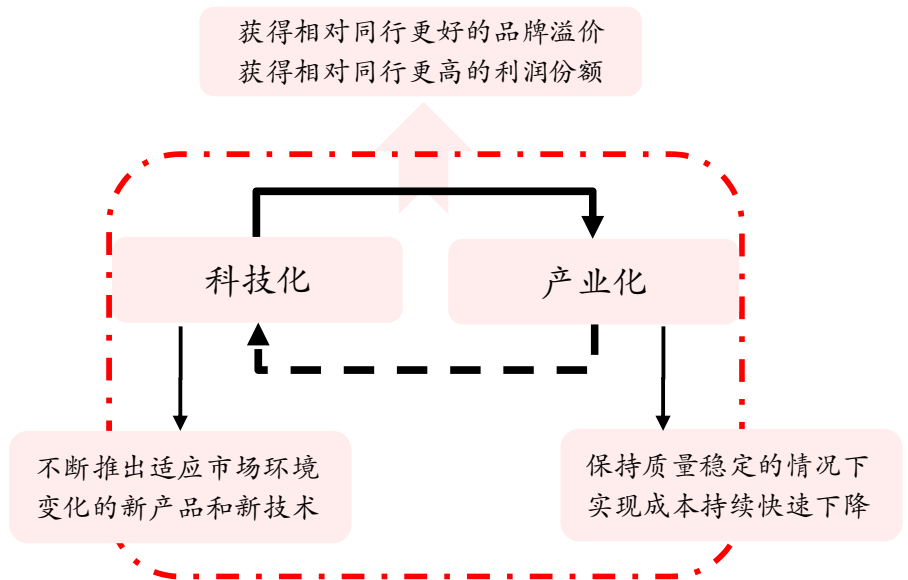
到目前为止，公司的质量和服务市场一致认为优秀，本轮“制造服务”竞争阶段，新的竞争对手虽然市场策略激进，但其质量和服务还需要两年左右的检验周期，我们判断到 2015 年继续会有一些竞争对手被洗出局，基本无新的竞争对手进入，届时公司市场占有率将会有显著提升。我们认为市场占有率方面，在“制造服务”良性竞争阶段，公司保持稳健策略，在本轮竞争的开始阶段，华锐风电和东方电气释放出了近 6 GW 左右风机空间，新的竞争对手入明阳风电、重庆海装、远景能源等企业市场占有率大幅提升。我们认为新

一轮洗牌到 2015 年会有部分企业再次被洗出局,届时基本再无新的竞争对手,如果风机技术路线再无重大技术革命,我们认为公司的市场占有率从 2015 年底会有一个显著提升的过程。

2011-2012 年的行业低谷倒逼公司提升科技化和产业化能力

持续完善的科技化和产业化能力是公司行业竞争力不断提升的保障。构建高效的科技化和产业化平台，不断推出适应市场变化的新产品和持续快速降低新产品的综合成本。

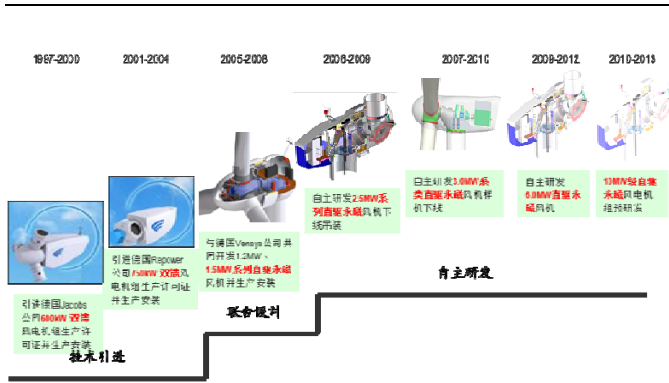
图表 49. 持续完善科技化和产业化能力逻辑



资料来源：中银国际研究

公司具有可持续发展的风机研发科技化能力。2008 年公司以 4,124 万欧元成功收购德国 VENSYS 能源有限公司 70% 的股权，使得公司成为国内第一家具备完全自主研发设计能力和完整自主知识产权的风电整机制造商，拥有北京、新疆、德国三地研发中心。公司拥有一支近五百人的专业研发技术及管理人员队伍，其中博士十余名，硕士二百余名；制定了完善的风力发电机组设计业务流程及具有国际水平的风力发电机组设计平台；引进了多个先进的设计和工程分析软件，包括英国、美国等软件；建成了风力发电机组检测中心，拥有功率曲线测试、电能品质测试等业内领先的检测设备。

图表 50. 公司持续完善风机科技创新能力



资料来源：中银国际研究

图表 51. 公司目前各类风机产品产业化情况

产品谱	1.5 MW	2.5 MW	3.0 MW	6.0 MW
叶轮直径(米)	70, 77, 82, 87, 93	109, 112, 121	121	待确定
阶段	产业化	产业化	样机	正在测试
装机(MW)	12,741 MW	540 MW	18 MW	—
产品系列	根据不同环境将产品进行分类，不断提升销售业绩	· 低风速 · 沿海 · 海上	· 低风速 · 沿海 · 海上	· 海上
低风速	国内市场对于低风速风机具有强烈的需求	低风速 IIA类风区: 87/1500 超低风速 S类风区: 93/1500	中低速 IIA类风区: 109/2500 低风速 IIIA类风区: 112/2500 IIIB类风区: 121/2500	低风速 IIIB类风区: 121/3000
海上	中国计划2015年实现海上装 5GW。直驱永磁技术具有明显优势。	· 沿海以及潮间带 · 海上	· 沿海以及潮间带 · 海上	· 海上

图表 52. 2007 年 6 月 A 股 IPO 募集资金拟投入研发项目情况

研发项目科目	1.5MW 系列化 机组研制	2.5MW 机组 研制	3.0MW 混合传 动机组研制	5/6MW 风力发电 机组研发设计	检测实验室 建设
(一)直接费用	123.5	157.3	220.4	40.5	39.6
其中：人员费	6.2	3.5	19.5	12.0	2.1
样机试制费	19.0	17.5	27.4		
研制设备费	76.5	121.4	142.2		35.5
设计认证费	3.0	3.0	3.0	1.5	
样机测试费	2.0	2.0	2.0		
国际合作交流费	2.5	1.8	7.5	3.6	0.8
业务费	10.4	5.2	13.2	19.8	1.1
修缮费	1.0	1.0	1.4		0.1
其它直接费用	3.0	2.0	4.2	3.6	0.1
(二)间接费用	4.5	2.7	6.6	1.8	0.5
(三)协作研究支出			5.0	5.0	
(四)不可预见费				2.7	
合计	128.0	160.0	232.0	50.0	40.0
完成进度	100%	100%	100%	100%	100%
完成时间	2008/9/1	2010/10/1	2012/12/1	2012/12/1	2011/6/1

资料来源：中银国际研究

专注风机技术和工艺水平提升，前期研发支出始终保持较高水平。公司研发支出主要用于 1.5MW、2.5MW 及 3.0MW 机组系列化机组的研制、优化升级以及大容量新型机组的研发工作，目前各项研发工作稳步推进，其中公司现有市场主流机型 1.5MW、2.5MW 直驱永磁机组均获得多项国内外权威认证；公司对于现有机组的不断升级、储备机型的大力开发，将对公司提高综合竞争实力、巩固领先优势地位具有重要的推动作用。2012 年公司荣膺 2011 年度国家能源科技进步奖一等奖，该奖项由国家能源局颁发，以表彰公司 2.5MW 直驱永磁风力发电机组拥有自主知识产权，总体技术水平和主要经济技术指标达到国际同类技术或产品的先进水平，对促进能源领域科技进步和产业结构优化升级具有重大意义。

图表 53. 公司披露总的研发费用情况

	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年
研发费用(百万元)	254.5	177.5	208.4	783.5	704.4
其中：资本化(百万元)	1.2	35.562	84.0	74.7	0.0
费用化(百万元)	253.32	141.99	124.4	708.8	704.4
占净资产比例	6.84%	3.41%	1.57%	6.09%	5.46%
占营业收入比例	3.94%	1.65%	1.18%	6.10%	6.22%
营业收入(亿元)	64.58	107.38	175.96	128.43	113.2
净资产(亿元)	37.22	52.01	132.89	128.74	129.03

资料来源：中银国际研究

图表 54. 公司披露的核心研发项目支出情况

项目	2008 年		2009 年			2010 年		
	期末数	本期新增	本期减少	期末数	本期新增	本期减少	期末数	
开发项目支出	3.7	109.5	78.1	35.0	169.3	98.4	106.0	
其中: 1.5MW 风机开发支出	2.2	47.5	49.8	0.0	58.0	58.0	0.0	
2.5MW 风机开发支出	0.0	26.4	0.0	26.4	62.3	4.8	83.9	
3.0MW 风机开发支出	1.4	15.6	8.4	8.6	11.9	0.0	20.5	
6.0MW 风机开发支出	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
其它项目开发支出	0.0	20.0	20.0	0.0	37.1	35.6	1.5	
研究项目支出(技改)		199.2	199.2		234.8	234.8		
研究开发项目支出合计		308.7	277.3		404.1	333.2		
项目	2010 年		2011 年			2012 年		
	期末数	本期新增	本期减少	期末数	本期新增	本期减少	期末数	
开发项目支出	106.0	120.7	46.0	180.7	87.5	8.7	259.5	
其中: 1.5MW 风机开发支出	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2.5MW 风机开发支出	83.9	80.3	20.2	144.0	19.8	0.0	163.8	
3.0MW 风机开发支出	20.5	14.5	6.9	28.1	45.6	0.0	73.7	
6.0MW 风机开发支出	0.0	11.8	11.8	0.0	11.4	0.0	11.4	
其它项目开发支出	1.5	14.1	7.1	8.6	10.7	8.7	10.6	
研究项目支出(技改)		237.9	237.9		229.4	229.4		
研究开发项目支出合计		358.6	283.9		316.9	238.1		

资料来源: 中银国际研究

说明: 研究项目支出主要是 1.5MW、2.5MW 以及其它项目的技术改造

风电市场细分推动技术升级, 优秀的科技化能力保障新产品不断推出。根据当前的风电开发现状, 我国风力资源最为丰富的地区属“三北”地区, 由于前期大规模、集中于这些地区的风电项目开发竞争极为激烈, 同时弃风限电也越来越突出, 极大地增加了“三北”地区继续开发的难度。鉴于此, 风电制造企业纷纷加大研发力度, 相继推出适用于低风速及高海拔等不同运行环境的风力发电机组以拓展内陆地区风电市场, 风电市场的细分推动了技术与产品的升级。

图表 55. 公司过去三年公告的新产品及认证情况

年度	公告
2013 年半年度	1、针对内陆地区年平均风速较低的运行环境, 公司在原有 2.5MW 产品线的基础上成功开发了 GW109/2500(IIA)与 GW121/2500(IIIB-低风速机组)风力发电机组, 目前已进入样机装配阶段。 2、GW109/2500 (II A) 机组获得了德国 TÜV Nord 的设计认证, GW121/2500(IIIB-低风速机组)机组获得了北京鉴衡认证中心(CGC)的设计认证, 表明该系列机型的设计符合国际及国内标准要求。
2012 年年度	1、研制成功并推向市场的机型包括适用于二类风区的 GW106/2500 机组及适用于潮间带地区的 GW109/2500 机组, 两款机型均已批量生产。 2、GW87/1500 低风速机组获得德国 TÜV Nord 设计认证, 表明该机组各项设计符合国际标准, 将有利推动金风科技深度拓展海外市场; 3、新研制成功的 GW93/1500、GW109/2500 机组获得了北京鉴衡认证中心的设计认证, GW82/1500 机组也获得该中心的型式认证证书, 为这些机型进入非洲、亚洲、拉美地区提供了准入资格。
2011 年年度	直驱永磁 1.5MW 高海拔、低风速系列机组已进入批量化生产, 丰富了产品线, 助力客户深度拓展高海拔、低风速地区风电市场。

资料来源: 中银国际研究

加快完善产业化能力，推进精细化管理体系。优秀产业化能力能够实现新产品机型在质量可靠的前提下达到成本可持续快速下降目标。技术改造研发投入是提升和完善产业化能力的重要组成部分，通过对已批量生产产品的集成优化、生产流程等技术改造达到成本下降目的。

图表 56. 公司披露的研究项目支出情况

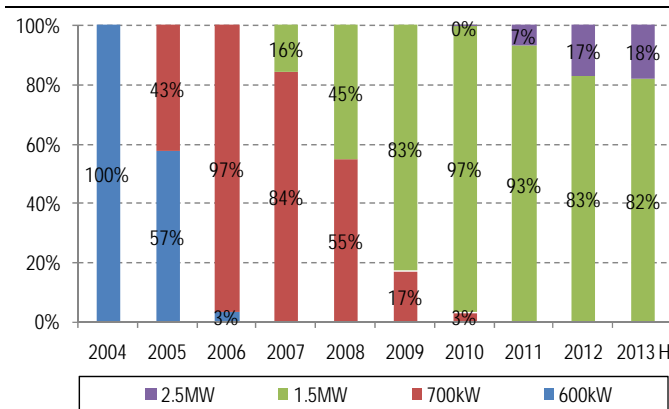
	2011 年		2011 年	
	本期新增	本期减少	本期新增	本期减少
研究项目支出	237.9	237.9	229.4	229.4
其中：1.5MW 风机技术改造	91.2	91.2	78.0	78.0
2.5MW 风机技术改造	9.7	9.7	3.2	3.2
其它项目技术改造	136.9	136.9	148.1	148.1

资料来源：中银国际研究

新产品从小批量到大批量供货的过程中，毛利率都会逐步提升；随着新产品大批量供货后，毛利率提升幅度完全由成本下降速度决定。参考从 2006 年中-2013 年年中这七年的时间，我们认为新产品毛利率逐步提升。在本轮“制造服务”竞争阶段，我们判断风机价格总体保持缓慢小幅上涨的态势，新产品的成本下降速度将是决定不同企业毛利率的关键。

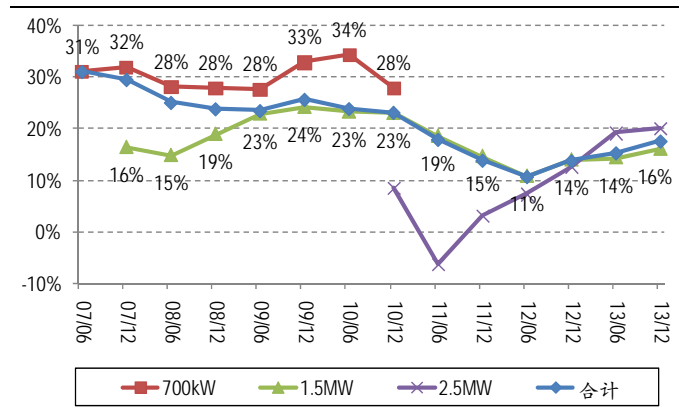
我们认为公司 1.5MW 机型的成本下降空间有限，从行业角度来看 1.5MW 风机，未来总体价格会保持缓慢小幅上涨态势；而公司 2.5MW 风机的成本下降空间较大，从行业角度来看 2.5MW 风机，未来总体价格保持稳定，毛利率将取决于企业自身成本下降速度。另外，从定价策略来看，在良性的市场竞争阶段，新产品定价策略相对更加灵活。

图表 57. 2004-200 公司各主流风机类型的收入占比



资料来源：中银国际研究

图表 58. 2004-2012 年公司主流风机的毛利率情况



风机制造及零部件业务的盈利预测情况。

图表 59. 公司 2007 -2013 年前三季度的中标及执行情况(2007-2012 年度未统计 750KW 和 3.0MW 机型)

	2007 年 全年度	2008 年 全年度	2009 年 全年度	2010 年 全年度	2011 年 全年度	2012 年 全年度	2013 年 半年度	2013 年 前三季度
新增中标已签合同量		153.2	291.5	276.5	393.1	408.6	455	420.5
1.5MW 容量		80.5		271.7	326.9	305	353.7	348.5
1.5MW 台数		537		1811	2179	2033	2358	2323
2.5MW 容量				4.5	65	100.3	97.5	68.3
2.5MW 台数				18	260	401	390	273
新增中标未签合同量			65.7	381.6	239.7	251.5	353.9	362.6
750kW 容量						0.6		
1.5MW 容量				211.2	171.6	205.8	311.1	287.6
1.5MW 台数				1408	1144	1372	2074	1917
2.5MW 容量				169.8	67.8	44.8	42.8	75
2.5MW 台数				679	271	179	171	300
3.0MW 容量				0.6	0.3	0.3		
新增中标量(含未签合同量)			357.2	658	632.7	660	808.9	783.1
1.5MW 容量				482.9	498.5	510.8	664.8	636
1.5MW 台数				3219	3323	3405	4432	4240
2.5MW 容量				174.3	132.8	145	140.3	143.3
2.5MW 台数				697	531	580	561	573
当年实现销售量			230.0	400.7	310.6	258.4	66.2	150.0
1.5MW 容量				385.1	288.2	221.6	55.2	
1.5MW 台数				2567	1921	1478	368	
2.5MW 容量				0.25	21.8	36.8	11.0	
2.5MW 台数				1	87	147	44	
待执行中标已签合同量		154.1	215.7	91.4	173.9	324	712.9	594.6
待执行中标量(含未签合同量)			281.4	473	413.5	575.5	1,066.7	957.1
销售收入(亿元)	30.4	60	102.3	168	116.9	82.8	23.6	
1.5MW	4.9	27	84.8	162.6	108.5	68.4	19.3	
2.5MW				0.1	8.5	14.4	4.3	
当年实现销售量			230.0	400.7	310.6	258.4	66.2	150.0
1.5MW 容量				385.1	288.2	221.6	55.2	
1.5MW 台数				2567	1921	1478	368	
2.5MW 容量				0.25	21.8	36.8	11.0	
2.5MW 台数				1	87	147	44	

资料来源：中银国际研究

人员队伍结构调整完毕后，未来人员总量保持稳健增长。我们认为经过2010-2012年的调整，公司人员结构得到明显优化，技术人员和服务人员占比明显超过生产人员，整体运营效率进一步提高，2013-2015年，我们认为公司的人员总体规模会保持小幅稳定增长，以提高全员生产效率为主要目的(全员生产效率=营业收入/员工人数)。

图表 60. 业务结构与人员结构变动对比 (装机单位: 万千瓦, 收入单位: 亿元, 人数单位: 人, 人员薪酬单位: 百万)

年份	2017年		2018年		2009年		2010年		2011年		2012年	
	装机	收入	装机	收入	装机	收入	装机	收入	装机	收入	装机	收入
风机整机	83	30.45	137	60.36	204	102.37	401	167.96	311	117.21	258	95.96
风机零部件及服务										5.54		10.31
风电场服务及开发								4.8		5.13		6.54
人员分类	人数	占比	人数	占比	人数	占比	人数	占比	人数	占比	人数	占比
技术人员	217	26%	321	21%	396	16%	695	18%	853	18%	820	23%
生产人员*	424	50%	432	28%	796	31%	1382	35%	1539	33%	754	21%
销售人员	50	6%	64	4%	77	3%	138	4%	177	4%	201	6%
服务人员	21	2%	524	34%	889	35%	1139	29%	1168	25%	1013	28%
管理人员	102	12%	150	10%	291	12%	456	12%	805	17%	643	18%
财务人员	29	3%	66	4%	78	3%	98	3%	123	3%	127	4%
合计	843		1557		2527		3908		4665		3558	
薪酬与福利	金额	增长	金额	增长	金额	增长	金额	增长	金额	增长	金额	增长
薪酬总支出	120		183	52.5%	321	75.4%	436	35.8%	530	21.6%	567	7.0%
人均薪酬	14.2		11.8		12.7		11.2		11.4		15.9	

资料来源: 中银国际研究

说明: 生产人员 2012 年下降系公司剥离了两家电机子公司所致

关于风机制造业务的盈利预测中，我们将公司全体的运营成本计入制造业务中。

图表 61. 公司风机制造业务的盈利预测 (2010-2012 年度未统计 750kW 和 3.0MW 机型)

	2010 年 全年度	2011 年 全年度	2012 年 全年度	2013 年 半年度	2013 年 全年度	2014 年 全年度	2015 年 全年度
1.5MW 机型							
销售容量(万千瓦)	385.1	288.2	221.6	55.2	247.5	235.0	232.0
销售台数(台)	2567	1921	1478	368	1650	1567	1547
销售收入(亿元)	162.6	108.5	79.5	19.3	86.5	82.9	81.9
毛利率	22.9%	14.6%	13.9%	14.4%	16.9%	17.9%	17.9%
2.5MW 机型							
销售容量(万千瓦)	0.25	21.8	36.8	11.0	62.5	125.0	200.0
销售台数(台)	1	87	147	44	250	500	800
销售收入(亿元)	0.1	8.5	16.4	4.3	24.5	49.0	78.4
毛利率	8.5%	3.0%	12.6%	19.1%	19.1%	21.1%	23.1%
零部件*							
销售收入(亿元)		5.5	10.4	4.5	10.4	13.0	16.2
毛利率		53.6%	16.9%	21.0%	21.0%	21.0%	21.0%
合计							
销售容量(万千瓦)	385.3	309.9	258.33	66.2	309.996	360	432
销售台数(台)	2568	2008	1625	412	1900	2067	2347
销售收入(亿元)	168.0	122.5	106.3	28.1	121.4	144.9	176.5
销售成本(亿元)	129.2	103.7	91.4	24.5	102.0	119.7	143.7
毛利率	23.1%	15.4%	14.1%	12.8%	15.9%	17.4%	18.6%
销售利润	38.8	18.8	15.0	3.6	19.3	25.2	32.8
运营成本	16.7	19.3	16.3	7.3	17.1	19.7	22.7
资产减值	1.9	0.2	1.1	1.5	1.3	1.3	1.3
营业利润(扣除投资收益)	22.1	-0.6	-2.4	-5.2	0.9	4.2	8.8
营业外收支	1.1	1.7	0.7	0.2	0.8	0.9	1.0
利润总额	23.2	1.0	-1.7	-5.0	1.7	5.1	9.8
净利润	19.7	1.0	-1.7	-5.0	1.4	4.3	8.3
净利润率	11.7%	0.8%	-1.6%	-17.7%	1.2%	3.0%	4.7%

资料来源：中银国际研究

加快发展风电开发和运营，实现价值链利益均衡化和最大化

风电产业链的价值分配目前侧重风场工程和风场运营，从长期情况来看，风场运营优势明显。2009年和2012年风电产业链上的价值构成发生了重大变化，风机制造业务由盈利水平较好的行业进入亏损状态，而并网顺利和利用小时数保障的风场运营的盈利能力稳中有升。

图表 62. 2009 年和 2012 年风电产业链的价值对比

	2009 年均值水平			2012 年均值水平		
	风机制造	风场工程	风场运营	风机制造	风场工程	风场运营
毛利率	23%	15%	45%	14%	15%	50%
净利润率	13%	13%	20%	-	13%	25%
项目 IRR	30%	13%	13%	-	13%	16%
资产负债率		80%	80%		80%	80%

资料来源：中银国际证券，《中国风电发展报告 2013》

说明：2012 年风机制造业务全行业都是亏损状态

天润新能由风场工程向风场运营转变。公司的全资子公司天润新专门从事风电场的开发投资，公司已选取的风场资源都比较好，风电场平均 IRR 接近 20%，以前遗留的 IRR 低于 15% 的风电场资源，天润新能认为是相对劣质的风电资源，基本都转让出去。目前，国内风电运营的 IRR 情况较好，所以天润新能从开发转让风电场向开发运营风电场转变。

图表 63. 2012 年中国累计风电装机排名前十名的开发商

开发商	累计装机容量(万千瓦)	市场份额
国电集团	1,576	20.9%
大唐集团	956	12.7%
华能集团	936	12.4%
华电集团	492	6.5%
国华风电	414	5.5%
中电投集团	356	4.7%
中广核	346	4.6%
华润电力	252	3.4%
京能集团	179	2.4%
新天绿色能源	145	1.9%
其他	1,880	25%
合计	7,532	100.0%

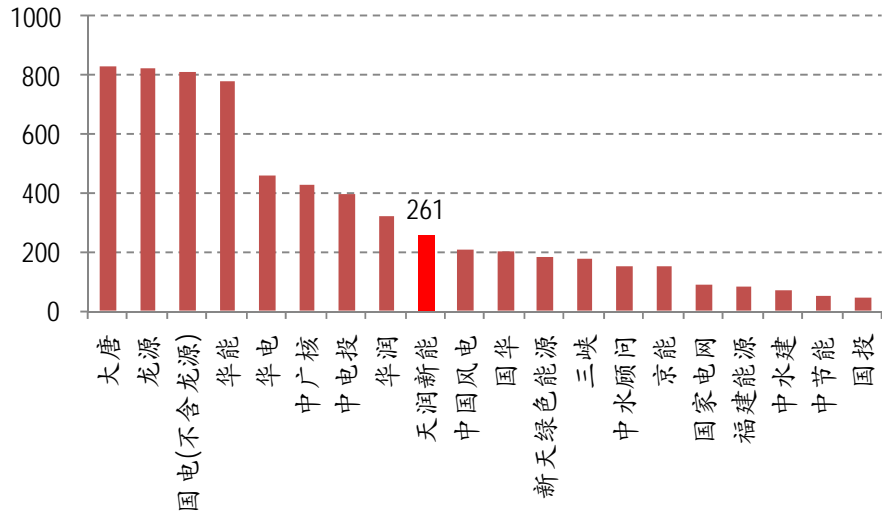
图表 64. 2012 年中国新增风电装机排名前十名的开发商

开发商	新增装机容量(万千瓦)	市场份额
国电集团	290	22.3%
大唐集团	155	11.9%
华电集团	104	8.0%
华能集团	82	6.3%
中电投集团	75	5.8%
华润集团	70	5.4%
国华风电	61	4.7%
中广核	57	4.4%
天润新能	48	3.7%
三峡新能源	23	1.8%
其他	331	25.7%
合计	1,296	100%

资料来源：中银国际证券，《中国风电发展报告 2013》

天润新能在国内风电资源项目获取能力方面进步较快。2012-2013 国家能源局核准三批风电资源项目中，天润新能获得 260.9 万千瓦，排名第九。

图表 65. “十二五”前三批风电核准项目排名前二十开发商统计情况



资料来源：中银国际证券

未来风机利用小时数有望逐步上升，而公司的运营项目中利用小时数又明显高于全国平均水平，风场运营利润率未来仍将有望提升。风电并网消纳问题的逐渐缓解，将提升风电机组的利用小时，进而提升风电运营商的经营业绩，观察在港股上市的国内三大风电运营商的营业利润率，在今年上半年都出现了明显的改善。而我们预计公司的风场运行小时数今年前三季度就超过 2,000 小时了。

图表 66. 全国及国内主要风电运营商的风电机组平均利用小时情况

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2012	2013
		全年度	全年度	全年度	全年度	全年度	全年度	半年度	全年度	半年度
龙源电力	机组利用小时	2,211	2,317	2,354	2,268	2,217	2,026	982	1,985	1,104
	同比增加小时		106	37	-86	-51	-191	26	-41	101
华能新能源	机组利用小时		2,334	2,380	2,365	2,265	1,962	913	1,774	1,096
	同比增加小时			46	-15	-100	-303	75	-188	235
大唐新能源	机组利用小时		2,144	2,255	2,159	2,135	1,951	872	1,752	1,054
	同比增加小时			111	-96	-24	-184	-15	-199	174
全国平均	机组利用小时				2,077	2,047	1,920	1,010	1,890	1,101
	同比增加小时					-30	-127		-30	91

资料来源：中银国际证券

另外，公司风机制造及服务业务将保障天润新能的风场高可靠性运营。

2013年四季度公司并网装机规模将大幅增长。风电场建设周期一般为18个月，其中前期工作需要9个月，从动土开工到建设完毕需要9个月。

图表 67. 公司风场运营盈利预测

	2012年	2013年	2014年	2015年
年底权益装机(万千瓦)		130	200	300
年平均运行权益装机(万千瓦)	24.3	43	140	220
年平均利用小时数(小时)	2,100	2,250	2,250	2,250
营业收入(万元)	24,927	48,152	156,774	246,359
净利润率	23.20%	24.29%	24.29%	24.29%
年平均运行装机总投资(万元)	206,550	365,500	1,190,000	1,870,000
20%的自有资金(万元)	41,310	73,100	238,000	374,000
项目 IRR	14.00%	16.00%	16.00%	16.00%
净利润(万元)	5,783	11,696	38,080	59,840

资料来源：中银国际证券

图表 68. 公司风场销售的盈利预测

	2010年	2011年	2012年	2013H1	2013年	2014年	2015年
转让权益装机容量(万千瓦)	15.58	24.48	11.75	13.47	13.47	0	0
风电场转让投资收益(万元)	44,377	38,692	25,950	13,386	13,386	0	0
风电场转让单位投资收益(元/W)	2.85	1.58	2.21	0.99	0.99		

资料来源：中银国际证券

大量风机出质保期引爆风机运维市场，盈利模式有望创新

风电服务主要围绕着风机制造企业质保期内风机维护工作和风电运营商运维工作开展。一般而言，单位风电场的运维费用为 100 元/kW。

图表 69. 一个 49.5MW 风电场通常运营数据

风场描述		经营情况	
装机容量(MW)	49.5	营业收入(万元)	5,420
项目投资(万元)	42,075	财务费用(万元)	2,020
负债率	80%	运维费用(万元)	100
银行贷款(万元)	33,660	折旧(万元)	2,104
贷款利率	6%	利润总额(万元)	1197
年利用小时(小时)	2200	利润率	22.1%

资料来源：中银国际研究

说明：运维费用含人工薪酬及福利

天源科创是公司风电服务业务的主要载体。天源科创依托深厚的风机制造背景和多年的风电场技术服务实践，目前已经形成能够为风电场提供系统解决方案的业务体系架构；业务范围覆盖风电项目的整个生命周期，包括由风电场选址、测风咨询等业务类别组成的前期项目咨询业务；由工程总承包、工程管理咨询等业务类别组成的中期工程建设业务；由风电场运行维护、部件维修、信息技术产品供给等业务类别组成的后期技术服务业务。

图表 70. 天源科创服务业务范围

业务类型	内容
项目咨询	区域风资源分析及宏观选址、测风咨询、微观选址、项目可研、机组运行评估等。
工程建设	工程总承包、工程分项承包、造价咨询、技术咨询、管理咨询等。
运维服务	风电场运营、备件保障、振动检测、部件维修、油品检测、低电压穿越、自动润滑、风机安防报警系统、风机 360 体检服务、风机自动消防系统、光伏组件自动清洁装置等。

资料来源：中银国际研究

通过对公司运营风机的服务，天源科创已经初步构建了**专业性强、响应速度快**的服务体系。

- ◆ **备品备件库服务网络最快速度响应和解决现场故障。**作为具有 20 年风电厂运行经验的风机制造商，公司深知风是风电企业的价值源泉，备品备件是风电企业发展的重要保障。2007 年 5 月，公司在北京亦庄建立第一个备件库，成立国内第一支风电备品备件专业化服务团队。2008 年 3 月，以“接近客户”的备件服务思想为指导，全国建立了 8 个备件库，实现备件库 300 公里范围覆盖 95% 金风机组。2009 年 6 月，金风科技提出“快速响应机制”继续提升备品备件的服务响应效率，增加 2 个备件库的同时，建立一批符合各风电场特点的风电场三级备件库。通过 3 年不断的探索和发展，“点、线、面”的网络布局逐步成型。针对网络布局的要求，2010 年金风科技进行布局调整，设立以北京、西安、乌鲁木齐为核心的保障性一级备件库，设立分布全国重要风区的包头、瓜州、白城、赤峰、汕头、铁岭、大丰区域二级备件库，在全国各风电场设定符合风电场需求的现场三级库，为客户挽回每一分钟的损失。
- ◆ **SCADA 监控服务汇集大部分投运风机，完善统计信息寻找故障的“蛛丝马迹”，有助优化风机设计和故障诊断。**SCADA 监控服务是依托于 SCADA 软件而形成的对金风机组进行远程监测的系统。SCADA 软件是由新疆金风科技股份有限公司自主独立开发的一款远程监测软件，通过远程登录该软件可以实现远程将风电场通讯接入机组的部分数据监测、查询、调用及相应报表的生成，方便了客户在远端了解现场金风机组及相关设备运行情况。公司现共有 32 个风电场将数据接入 SCADA 系统，安装远程监测（SCADA）系统的电场覆盖 12 个省市及地区，分别为 1.5MW 机组 650 台、750kW 机组 1329 台、600kW 机组 167 台，共计 2146 台，其中包括美国 Uluk 风电场的金风机组，总容量为 207.2 万千瓦。

图表 71. 对各地投运风机进行质量监控的 SCADA 监控系统



图表 72. 对各地投运风机进行快速服务的备品备件库网络



资料来源：中银国际研究

从人员结构(参考图表 60)的角度来看,公司服务人员总体保持较大规模,未来预计仍将持续稳健增长。

通过对内服务构建运维服务体系。通过为公司质保期内的风机提供运维服务,可以保障公司收益率;通过为公司质保期外的风机提供运作服务,可以从风场运营商获得回报。750kW 风机技术门槛较低,基本没有服务效益,1.5MW 风机技术门槛较高,具有很好的服务价值,随着公司该类风机逐步进入出质保期,运维市场逐步成长起来。

图表 73. 公司风机质保情况

风机类型	累计投运数(台)	出质保期数(台)	未来每年出质保期数(台)
750kW	4,200	3,700	-
1.5MW	1,000	1,000	2,000
2.5MW	300	无	-

资料来源:中银国际研究

按照公司品牌的风机出质保期测算,未来每年新增约 1.5 亿元市场,到 2015 年备品备件市场约 4.2 亿元。随着出质保期后风机台数越来越多,备品备件盈利能力越来越强,备品备件的主要运营成本就是服务人员成本,规模对盈利能力正相关。实际上,质保期外的备品备件销售应该归入制造服务领域,可以成为“暴利”行业,因为备品备件占风机整机价值量极小,因为,在备品备件产品的定价完全取决于公司的商业策略。

图表 74.公司 1.5MW 风机质保期外备品耗材市场(参考图表 18 直驱备品耗材价值)

风机类型	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年
质保期外(台)	500	1,500	3,500	5,500	7,500
备件消耗市场(万元)	3,825	11,475	26,775	42,075	5,7375
毛利率	20%	20%	20%	20%	20%
净利润	191	918	3,481	5,470	7,459
净利润率	5%	8%	13%	13%	13%

资料来源:中银国际研究

参考中国风电 (HK.0182) 的风电运维收入和利润, 其对外运维收入和利润保持持续较快增长。2008 年以来中国风电能够不断维持增长的就是风电运行维护业务 (2012 年同比有所减少, 是由于对内销售的减少, 对外收入还是增加的) 经营利润能够持续为正且持续增长的也是运营维护业务。

图表 75. 中国风电运维服务业务范围

服务对象	业务类型
风机厂商	提供风机质保期内维护工程、定检服务等
风电运营商	提供整体运维、预防性实验、技改大修、风功率预测等服务等

资料来源: 中银国际研究

图表 76. 中国风电收入结构

单位: 百万港元	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年
风电咨询、设计及建设	143.3	296.3	790.5	1250.3	1144.3
其中: 风电咨询、设计	23.3	83.8	90.0		
风电运行维护	9.3	15.0	64.5	141.4	133.8
风电塔架设备制造	227.3	270.1	569.8	440.6	115.2
合计	379.9	581.4	1424.8	1832.3	1393.2

资料来源: 中银国际证券

图表 77. 中国风电运营维护业务收入结构

单位: 百万港元	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年
内部销售			10.4	40.3	4.5
对外销售	9.3	15.0	54.1	101.1	129.3
合计	9.3	15.0	64.5	141.4	133.8

资料来源: 中银国际证券

图表 78. 中国风电各业务经营利润情况

单位: 百万港元	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年
风电咨询、设计及建设*	39.6	77.5	172.2	53.0	-32.1
风电运行维护	2.1	5.6	19.0	32.0	48.3
风电塔架设备制造	50.4	81.9	180.0	106.5	4.9
风电投资		35.4	201.1	121.8	-17.6
合计	92.1	200.4	572.3	313.4	3.6

资料来源: 中银国际证券

说明: 中国风电因延迟投资十个位于限电地方之项目导致项目开关数量减少, EPC 板块利润大幅下降

随着大批的风机逐渐出质保期, 风电第三方运维市场具有较大发展潜力, 运维是高盈利业务。国内风电新增装机是从 2006 年开始迈入 GW 级, 2009 年迈入 10GW 级, 一般风机的质保期在 3-5 年, 所以目前已经有一大批机组脱离了质保期, 国内开发商主要是“五大”、“四小”等电力集团, 他们倾向于自己来进行风电场的维护, 但我们认为: 1) 风电场最大的运维费用由风机日常维护和故障处理产生, 日常可靠维护是降低故障率的重要手段之一; 1) 出质保期前, 风机故障处理由制造商免费负责, 出质保期后, 风机故障处理由运营商花钱请制造商或其它企业解决; 1) 社会化分工是一个趋势; 2) 一些国

有企业，比如华润电力，另外一些外资或者民营企业，由于市场意识更强，会选择将风电场的运行维护直接交给第三方企业来做。

目前没有对风电运营维护市场的数据统计，可以进行一个大致测算，假设每年有 15GW 脱离质保期，假设其中 20% 即 3GW 拿出来由第三方进行运维，国内每年新增风电运维市场的规模 6 亿元左右。第三方整体运维市场的利润来源主要通过降低运维费用实现，体现综合服务能力， $\text{运维利润} = \text{预期正常运维费用} - \text{第三方实际运维费用}$ 。

图表 79. 第三方运维市场收入规模测算

假设每年 15GW 风机出质保期		2013 年	2014 年	2015 年
第三方运维的风电规模(GW)		3	6	9
第三方运维市场规模(亿元)		6	12	18
预计正常运维单位成本(元/kW)		20		
不同情境下		2013 年	2014 年	2015 年
情境	第三方实际运维单位成本(元/kW)		18	
1	第三方运维利润规模(亿元)	0.6	1.2	1.8
情境	第三方实际运维单位成本(元/kW)		16	
2	第三方运维利润规模(亿元)	1.2	2.4	3.6
情境	第三方实际运维单位成本(元/kW)		14	
3	第三方运维利润规模(亿元)	1.8	3.6	5.4
情境	第三方实际运维单位成本(元/kW)		12	
4	第三方运维利润规模(亿元)	2.4	4.8	7.2

资料来源：中银国际证券

风电服务的盈利能力随着规模扩大也将持续提高。公司目前的风电服务本质是高盈利业务形态，主要以对内服务为主，对外服务为辅，对内服务保障风电制造、风电运营业务的收益率，主要成本支出也是服务人员薪酬，随着对外服务规模的不断扩大，人员运营效率不断提升，盈利能力将持续提高。

图表 80. 公司风电服务保守的盈利预测

	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年
营业收入	4.0	5.2	7.3	10.2
毛利率	12.19%	14.00%	16.00%	19.00%
净利润	0.20	0.42	0.73	1.32
净利润率	5%	8%	10%	13%

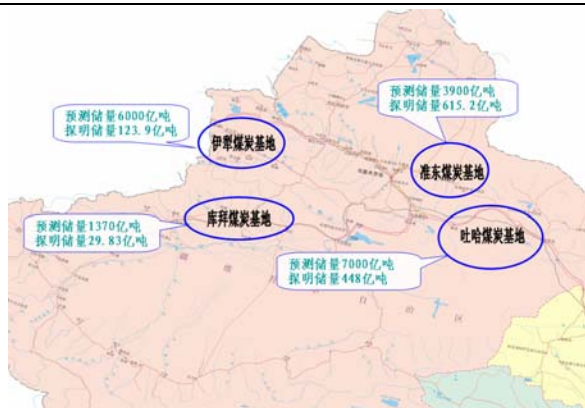
资料来源：中银国际证券

受益新疆大开发和西电东送，区域竞争优势明显

丰富的资源优势为“新疆开发”奠定较好的发展基础。新疆是一个资源富集区，“九大煤田”、“九大风区”以及“三大油田”中蕴藏着丰富的能源资源，能源资源也是新疆重要的优势资源之一，其储量丰富、品质优良，为发展新疆能源工业创造了良好条件，也为新疆的开发建设提供了雄厚的物质基础。其中：新疆煤炭资源丰富，根据全国第三次煤炭资源预测与评价成果，新疆在垂深 2000 米以浅、面积 76394 平方千米范围内，煤炭预测资源量 2.19 万亿吨，占全国预测资源总量的 40% 以上，位居全国首位。

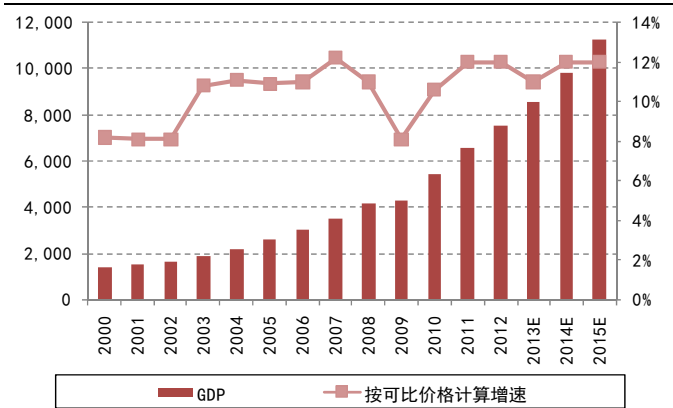
未来新疆受中央扶持政策，将大力加速新疆“工业大发展”和“疆电大外送”。中央新疆工作座谈会 2010 年 5 月 17 日在北京召开，这是自 1949 年以来中国首次召开中央新疆工作座谈会。到 2015 年，新疆人均 GDP 要达到全国平均水平，GDP 规模要超过万亿，尤其是工业将得到大发展；到 2015 年，新疆外送电力约 3,000 万千瓦，有望超过网内负荷。

图表 81. 新疆煤炭资源



资料来源：中银国际研究

图表 82. 新疆“十二五”GDP 预测



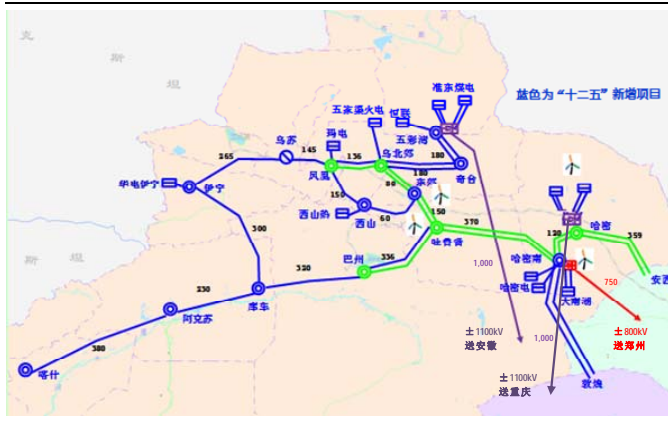
“十二五”新疆电网和电源都将大发展，有力保障新能源的发展。2015年，新疆电网电源总装机达到66,910MW，其中水电5,300MW，火电51,100MW，风电10,500MW，光伏超过4.5GW；建成750kV变电站14座，750kV开关站1座，主变22台，总变电容量32000MVA，建成750kV线路5520km。建成750kV交流新疆-西北联网第二通道、±800kV直流哈密-郑州线、±1100kV直流准东至四川线、±1100kV直流哈密-重庆线。其中，750kV及以上电网将风电和光伏资源地区和用电区域连接起来，保障了新能源发电的内部消化和外部输出。

图表 83. 2011 年新疆 750kV 及以上电网结构



资料来源：中银国际研究

图表 84. 2015 年新疆 750kV 及以上电网结构



资料来源：中银国际研究

图表 85. 2020 年新疆 750kV 及以上电网结构



风电可开发资源基础较好，潜在开发资源位居全国第二。新疆风能资源储量极为丰富，是全国风能资源最丰富的省区之一。根据《中国风能资源评价报告》，新疆风能资源总储量8.9亿kW，约占全国的20.4%，位居全国第二位。新疆可开发利用风能资源集中在九大风区，即：乌鲁木齐达坂城风区、塔城老风口风区、额尔齐斯河河谷风区、十三间房风区、吐鲁番小草湖风区、阿拉山口风区、三塘湖~淖毛湖风区、哈密东南部风区、罗布泊风区。九大风区面积7.78万平方公里，年平均风功率密度均在150W/平方米以上，年有效风速时间5600~7300小时，技术可开发量1.2亿kW，风能品质好，风频分布比较合理，破坏性飓风很少，具备建设大型风电场极好的风能资源条件。

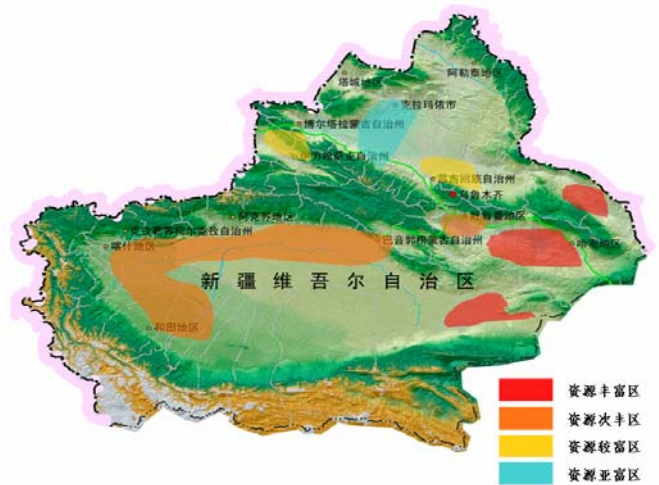
光伏可开发资源基础较好。新疆全年日照时间较长，日照百分比为60~80%，全疆日照6小时以上的天数在250~325天，年总日照时数达2550~3500小时，太阳年辐射照度550~660万千焦/平方米，年平均值为580焦/平方米，居全国

第二位，具有很大的资源开发潜力。新疆太阳能峰值出现在东疆和南疆东部一带，低值出现在博州、阿尔泰和天山北麓部分地区，年总辐射照度的区域分布大致由东南向西北不均匀递减，直达辐射峰值点一般分布在哈密一带。

图表 86. 新疆的风电资源分布情况



图表 87. 新疆的光伏资源分布情况



资料来源：中银国际研究

图表 88. “十二五”新疆负荷预测和电源发展规划

项目	2011	2015E
最高发电负荷(万 kW)	1,311	5,460
网内最高负荷(万 kW)	1,311	2,460
外送最高功率(万 kW)	0	3,000
750kV 交流新疆-敦煌西北联网第二通道		250
±800kV 直流哈密送郑州		750
±1100kV 直流准东送安徽*		1,000
±1100kV 直流哈密送重庆		1,000
装机容量(万 kW)	2,112	7,140
装机类型	容量 占比	容量 占比
火电	1,383 65.5%	5,110 71.6%
水电	450 21.3%	530 7.4%
风电	232 11.0%	1,050 14.7%
光伏	47 2.2%	>450 6.3%

资料来源：中银国际研究

公司将受益于新疆风电大发展，在新疆风机装机市场中有望占据超过 40% 的份额。无论从电网网架、电源结构、经济发展角度来看，“十二五”后两年和“十三五”期间新疆新能源都将处于较好的发展时期，公司成长于新疆、发展于新疆，将在新疆风电大发展中占据优势地位。公司已经在哈密地区建设了风电组装厂。

图表 89. 公司风机总装厂的区域分布



资料来源：中银国际研究

估值

首次给予公司目标价 11.4 元和买入评级。预计公司 2013-2015 年的 EPS 为 0.06、0.15、0.35 和 0.57 元。

图表 89. 公司盈利预测与假设

(人民币, 亿元)		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
风机及零部件	营业收入	102.3	168.0	122.5	106.3	121.4	144.9	176.5
	同比增长(%)	70.5	64.2	(27.1)	(13.2)	14.1	19.4	21.8
	营业成本	76.2	129.2	103.7	91.4	102.0	119.7	143.7
	毛利率(%)	25.5	23.1	15.4	14.1	15.9	17.4	18.6
风电场运营	营业收入				2.5	4.8	15.7	24.6
	同比增长(%)					89.6	225.6	57.1
	营业成本				1.2	2.3	7.5	11.8
	毛利率(%)				52.3	52.3	52.3	52.3
风电场服务	营业收入				4.0	5.2	7.3	10.2
	同比增长(%)					30.0	40.4	39.7
	营业成本				3.5	4.5	6.1	8.3
	毛利率(%)				12.2	14.0	16.0	19.0
合计	营业收入	107.4	176.0	128.4	113.2	131	168	211
	同比增长(%)	66.3	63.9	(27.0)	(11.8)	16.0	27.8	25.9
	营业成本	79.2	134.7	107.1	95.8	109	133	164
综合毛利率	(%)	26.3	23.5	16.6	15.4	17.2	20.6	22.5
销售费用率	(%)	6.2	6.0	7.3	7.2	7.1	6.6	6.5
管理费用率	(%)	2.6	2.4	5.8	6.3	6.3	6.0	6.0
财务费用率	(%)	0.6	0.9	1.9	2.9	2.4	2.2	2.1
实际所得税率	(%)	10.0	14.9	16.9	20.0	10.0	13.0	13.0
归属母公司净利润率	(%)	16.7	13.5	5.6	1.5	3.1	5.5	7.3

资料来源: 中银国际研究

损益表 (人民币百万, 未含资产注入)

年结日: 12月31日	2011	2012	2013E	2014E	2015E
销售收入	12843	11324	13137	16787	21129
销售成本	(10714)	(9584)	(10880)	(13329)	(16369)
经营费用	(1044)	(1092)	(1253)	(1558)	(1874)
息税折旧前利润	1085	648	1004	1899	2886
折旧及摊销	(138)	(184)	(319)	(550)	(798)
经营利润(息税前利润)	947	464	685	1349	2089
净利息收入(费用)	(249)	(330)	(302)	(327)	(384)
其他收益/(损失)	167	73	80	90	100
税前利润	864	207	463	1112	1805
所得税	(146)	(41)	(46)	(145)	(235)
少数股东权益	(111)	(12)	(12)	(28)	(43)
净利润	607	153	405	940	1528
核心净利润	607	153	405	940	1528
每股收益(人民币)	0.23	0.06	0.15	0.35	0.57
核心每股收益(人民币)	0.23	0.06	0.15	0.35	0.57
每股股息(人民币)	0.05	0.02	0.03	0.07	0.11
收入增长(%)	(27)	(12)	16	28	26
息税前利润增长(%)	(67)	(51)	48	97	55
息税折旧前利润增长(%)	(63)	(40)	55	89	52
每股收益增长(%)	(74)	(75)	164	132	63
核心每股收益增长(%)	37	(75)	164	132	63

资料来源: 公司数据及中银国际研究预测

现金流量表 (人民币百万, 未含资产注入)

年结日: 12月31日	2011	2012	2013E	2014E	2015E
税前利润	864	207	463	1112	1805
折旧与摊销	138	184	319	550	798
净利息费用	244	410	302	327	384
运营资本变动	(4406)	2202	(768)	720	(1029)
税金	(146)	(41)	(46)	(145)	(235)
其他经营现金流	(331)	1520	2547	(845)	(1523)
经营活动产生的现金流	(3637)	4481	2817	1720	200
购买固定资产净值	(2954)	(2818)	(4150)	(4150)	(2150)
投资减少/增加	517	411	368	200	200
其他投资现金流	(682)	(397)	189	0	0
投资活动产生的现金流	(3118)	(2804)	(3593)	(3950)	(1950)
净增权益	0	0	0	0	0
净增债务	5067	(4930)	(23)	(8)	1102
支付股息	(121)	(46)	(81)	(188)	(306)
其他融资现金流	(235)	2647	(302)	(327)	(384)
融资活动产生的现金流	4710	(2329)	(406)	(523)	413
现金变动	(2045)	(652)	(1182)	(2752)	(1337)
期初现金	9658	7613	6962	5780	3027
公司自由现金流	(6643)	1772	(693)	(2173)	(1719)
权益自由现金流	(1937)	(3583)	(1101)	(2564)	(1032)

资料来源: 公司数据及中银国际研究预测

资产负债表 (人民币百万, 未含资产注入)

年结日: 12月31日	2011	2012	2013E	2014E	2015E
现金及现金等价物	7613	6962	5780	3027	1690
应收帐款	10204	9659	10845	12938	15417
库存	5148	3512	5010	5063	6218
其他流动资产	1912	2921	1493	1785	2115
流动资产总计	24884	23120	23223	22910	25558
固定资产	4589	5366	9217	12836	14807
无形资产	424	278	278	278	278
其他长期资产	2050	3179	1468	1494	1502
长期资产总计	7063	8823	10963	14607	16587
总资产	31948	31944	34186	37517	42145
应付帐款	7785	8694	10465	13551	16642
短期债务	5319	285	262	255	1357
其他流动负债	2126	2835	2866	2304	1436
流动负债总计	15230	11813	13594	16110	19434
长期借款	2575	2736	2736	2736	2736
其他长期负债	874	4108	4087	4124	4167
股本	2695	2695	2695	2695	2695
储备	10341	10357	10680	11432	12654
股东权益	12874	12903	13375	14127	15349
少数股东权益	394	383	394	419	458
总负债及权益	31948	31944	34186	37517	42145
每股帐面价值(人民币)	4.78	4.79	4.96	5.24	5.70
每股有形资产(人民币)	4.47	4.49	4.75	5.12	5.57
每股净负债/(现金)(人民币)	0.10	(1.46)	(1.03)	(0.01)	0.89

资料来源: 公司数据及中银国际研究预测

主要比率 (未含资产注入)

年结日: 12月31日	2011	2012	2013E	2014E	2015E
盈利能力					
息税折旧前利润率(%)	8.4	5.7	7.6	11.3	13.7
息税前利润率(%)	7.4	4.1	5.2	8.0	9.9
税前利润率(%)	6.7	1.8	3.5	6.6	8.5
净利率(%)	4.7	1.4	3.1	5.6	7.2
流动性					
流动比率(倍)	1.6	2.0	1.7	1.4	1.3
利息覆盖率(倍)	2.6	1.1	1.8	3.5	5.0
净权益负债率(%)	2.1	净现金	净现金	净现金	15.2
速动比率(倍)	1.3	1.7	1.3	1.1	1.0
估值					
市盈率(倍)	38.2	151.2	57.2	24.6	15.2
核心业务市盈率(倍)	38.2	151.2	57.2	24.6	15.2
目标价对应核心业务市盈率(倍)	50.6	200.7	75.9	32.7	20.1
市净率(倍)	1.8	1.8	1.7	1.6	1.5
价格/现金流(倍)	(6.4)	5.2	8.2	13.5	115.7
企业价值/息税折旧前利润(倍)	28.2	44.4	24.8	14.7	10.7
周转率					
存货周转天数	175.6	136.3	171.3	141.3	141.3
应收帐款周转天数	290.0	311.3	301.3	281.3	266.3
应付帐款周转天数	221.3	177.3	177.3	177.3	177.3
回报率					
股息支付率(%)	20.0	30.0	20.0	20.0	20.0
净资产收益率(%)	4.7	1.2	3.1	6.8	10.4
资产收益率(%)	2.5	1.2	1.9	3.3	4.6
已运用资本收益率(%)	5.0	3.4	4.6	8.2	11.3

资料来源: 公司数据及中银国际研究预测

披露声明

本报告准确表述了证券分析师的个人观点。该证券分析师声明，本人未在公司内、外部机构兼任有损本人独立性与客观性的其他职务，没有担任本报告评论的上市公司的董事、监事或高级管理人员；也不拥有与该上市公司有关的任何财务权益；本报告评论的上市公司或其它第三方都没有或没有承诺向本人提供与本报告有关的任何补偿或其它利益。

中银国际证券有限责任公司同时声明，未授权任何公众媒体或机构刊载或转发本研究报告。如有投资者于公众媒体看到或从其它机构获得本研究报告的，请慎重使用所获得的研究报告，以防止被误导，中银国际证券有限责任公司不对其报告理解和使用承担任何责任。

评级体系说明

公司投资评级：

- 买入：预计该公司股价在未来 12 个月内上涨 20%以上；
- 谨慎买入：预计该公司股价在未来 12 个月内上涨 10%-20%；
- 持有：预计该公司股价在未来 12 个月内在上下 10%区间内波动；
- 卖出：预计该公司股价在未来 12 个月内下降 10%以上；
- 未有评级（NR）。

行业投资评级：

- 增持：预计该行业指数在未来 12 个月内表现强于有关基准指数；
- 中立：预计该行业指数在未来 12 个月内表现基本与有关基准指数持平；
- 减持：预计该行业指数在未来 12 个月内表现弱于有关基准指数。

有关基准指数包括：恒生指数、恒生中国企业指数、以及沪深 300 指数等。

风险提示及免责声明

本报告由中银国际证券有限责任公司证券分析师撰写并向特定客户发布。

本报告发布的特定客户包括：1) 基金、保险、QFII、QDII 等能够充分理解证券研究报告，具备专业信息处理能力的中银国际证券有限责任公司的机构客户；2) 中银国际证券有限责任公司的证券投资顾问服务团队，其可参考使用本报告。中银国际证券有限责任公司的证券投资顾问服务团队可能以本报告为基础，整合形成证券投资顾问服务建议或产品，提供给接受其证券投资顾问服务的客户。

中银国际证券有限责任公司不以任何方式或渠道向除上述特定客户外的公司个人客户提供本报告。中银国际证券有限责任公司的个人客户从任何外部渠道获得本报告的，亦不应直接依据所获得的研究报告作出投资决策；需充分咨询证券投资顾问意见，独立作出投资决策。中银国际证券有限责任公司不承担由此产生的任何责任及损失等。

本报告内含保密信息，仅供收件人使用。阁下作为收件人，不得出于任何目的直接或间接复制、派发或转发此报告全部或部分内容予任何其他人士，或将此报告全部或部分内容发表。如发现本研究报告被私自刊载或转发的，中银国际证券有限责任公司将及时采取维权措施，追究有关媒体或者机构的责任。所有本报告期内使用的商标、服务标记及标记均为中银国际证券有限责任公司或其附属及关联公司（统称“中银国际集团”）的商标、服务标记、注册商标或注册服务标记。

本报告及其所载的任何信息、材料或内容只提供给阁下作参考之用，并未考虑到任何特别的投资目的、财务状况或特殊需要，不能成为或被视为出售或购买或认购证券或其它金融票据的要约或邀请，亦不构成任何合约或承诺的基础。中银国际证券有限责任公司不能确保本报告中提及的投资产品适合任何特定投资者。本报告的内容不构成对任何人的投资建议，阁下不会因为收到本报告而成为中银国际集团的客户。阁下收到或阅读本报告须在承诺购买任何报告中所指之投资产品之前，就该投资产品的适合性，包括阁下的特殊投资目的、财务状况及其特别需要寻求阁下相关投资顾问的意见。

尽管本报告所载资料的来源及观点都是中银国际证券有限责任公司及其证券分析师从相信可靠的来源取得或达到，但撰写本报告的证券分析师或中银国际集团的任何成员及其董事、高管、员工或其他任何个人（包括其关联方）都不能保证它们的准确性或完整性。除非法律或规则规定必须承担的责任外，中银国际集团任何成员不对使用本报告的材料而引致的损失负任何责任。本报告对其中所包含的或讨论的信息或意见的准确性、完整性或公平性不作任何明示或暗示的声明或保证。阁下不应单纯依靠本报告而取代个人的独立判断。本报告仅反映证券分析师在撰写本报告时的设想、见解及分析方法。中银国际集团成员可发布其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告，亦有可能采取与本报告观点不同的投资策略。为免生疑问，本报告所载的观点并不代表中银国际集团成员的立场。

本报告可能附载其它网站的地址或超级链接。对于本报告可能涉及到中银国际集团本身网站以外的资料，中银国际集团未有参阅有关网站，也不对它们的内容负责。提供这些地址或超级链接（包括连接到中银国际集团网站的地址及超级链接）的目的，纯粹为了阁下的方便及参考，连结网站的内容不构成本报告的任何部份。阁下须承担浏览这些网站的风险。

本报告所载的资料、意见及推测仅基于现状，不构成任何保证，可随时更改，毋须提前通知。本报告不构成投资、法律、会计或税务建议或保证任何投资或策略适用于阁下个别情况。本报告不能作为阁下私人投资的建议。

过往的表现不能被视作将来表现的指示或保证，也不能代表或对将来表现做出任何明示或暗示的保障。本报告所载的资料、意见及预测只是反映证券分析师在本报告所载日期的判断，可随时更改。本报告中涉及证券或金融工具的价格、价值及收入可能出现上升或下跌。

部分投资可能不会轻易变现，可能在出售或变现投资时存在难度。同样，阁下获得有关投资的价值或风险的可靠信息也存在困难。本报告中包含或涉及的投资及服务可能未必适合阁下。如上所述，阁下须在做出任何投资决策之前，包括买卖本报告涉及的任何证券，寻求阁下相关投资顾问的意见。

中银国际证券有限责任公司及其附属及关联公司版权所有。保留一切权利。

中银国际证券有限责任公司

中国上海浦东
银城中路 200 号
中银大厦 39 楼
邮编 200121
电话: (8621) 6860 4866
传真: (8621) 5888 3554

相关关联机构:

中银国际研究有限公司

香港花园道一号
中银大厦二十楼
电话: (852) 3988 6333
致电香港免费电话:
中国网通 10 省市客户请拨打: 10800 8521065
中国电信 21 省市客户请拨打: 10800 1521065
新加坡客户请拨打: 800 852 3392
传真: (852) 2147 9513

中银国际证券有限公司

香港花园道一号
中银大厦二十楼
电话: (852) 3988 6333
传真: (852) 2147 9513

中银国际控股有限公司北京代表处

中国北京市西城区
金融大街 28 号
盈泰中心 2 号楼 2 层
邮编: 100032
电话: (8610) 6622 9000
传真: (8610) 6657 8950

中银国际(英国)有限公司

2/F, 1 Lothbury
London EC2R 7DB
United Kingdom
电话: (4420) 3651 8888
传真: (4420) 3651 8877

中银国际(美国)有限公司

美国纽约美国大道 1270 号 202 室
NY 10020
电话: (1) 212 259 0888
传真: (1) 212 259 0889

中银国际(新加坡)有限公司

注册编号 199303046Z
新加坡百得利路四号
中国银行大厦四楼(049908)
电话: (65) 6412 8856 / 6412 8630
传真: (65) 6534 3996 / 6532 3371