

买入 (首次)

00916.HK 龙源电力

目标价: 6.95 港元

现价: 5.25 港元

大而领先的风电运营龙头

2016年05月18日

预期升幅: 32%

市场数据

报告日期	2016.05.18
收盘价(港元)	5.25
总股本(亿股)	80.36
流通股本(亿股)	33.4
总市值(亿港元)	422
流通市值(亿港元)	175
净资产(亿元)	445
总资产(亿元)	1,335
每股净资产(元)	4.74

数据来源: Wind

相关报告

业绩点评-20140319
 调研纪要-20140711
 业绩点评-20140821
 调研纪要-20141012
 会议摘要-20141101
 业绩点评-20150327
 会议摘要-20150428
 业绩点评-20150821
 会议摘要-20151027
 跟踪报告-20160203
 业绩点评-20160325
 会议摘要-20160428

海外新能源研究

分析师: 刘小明
 liuxiaoming@xyzq.com.cn
 SFC: AYM804
 SAC: S0190516020001

高级分析师: 鲁衡军
 注册国际投资分析师 CIIA
 luhj@xyzq.com.hk
 SFC: AZF126
 SAC: S0190515010004

主要财务指标

会计年度	2015A	2016E	2017E	2018E
营业收入(百万元)	19,649	21,157	22,862	25,161
同比增长(%)	7.79%	7.68%	8.06%	10.05%
净利润(百万元)	2,881	3,441	4,421	5,310
同比增长(%)	12.77%	19.47%	28.46%	20.11%
经营利润率(%)	36.26%	38.34%	40.90%	43.56%
净利润率(%)	14.66%	16.27%	19.34%	21.10%
ROE (%)	6.74%	7.43%	8.48%	9.09%
每股收益(元)	0.358	0.428	0.550	0.661
市盈率	12.31	10.30	8.02	6.68
股息率	1.63%	1.94%	2.49%	3.00%

数据来源: 公司资料, 兴业证券研究所

投资要点

- **首次评级覆盖给予买入评级, 目标价 6.95 港元, 较现价有 32% 的上升空间。** 龙源电力是全球最大的风电运营企业, 也是伴随中国风电行业快速发展起来的优质龙头企业。我们预测 2016-2018 年公司营业收入分别为 212 亿、229 亿、252 亿元人民币; 股东净利润分别为 34.41 亿、44.21 亿和 53.1 亿元人民币。我们采用相对估值法对龙源电力进行估值, 参考新能源发电行业平均估值等多方面因素, 给予龙源电力未来 12 个月内 6.95 港元的目标价。目标价约相当于 2016-2018 年 PE 为 13.6、10.6、8.8 倍, 较现价 5.25 港元约有 32% 的上升空间, 故首次给予其“买入”投资评级。
- **风电装机容量稳步提升, 储备项目丰富。** 公司目前风电资源储备充足, 已核准风电项目达到 7.2GW; 列入国家规划或计划但未核准的风电项目达到 9.6GW, 可开发项目仍然有较大空间。未来两年公司预计每年新增投产 1.6-2GW 风电项目。我们预测公司 2016、2017、2018 年底风电控股装机容量将分别达到 17,365MW、19,265MW、21,065MW, 未来三年复合增速达到 10.1%; 预测风电发电量未来三年分别为 301 亿、339 亿、389 亿千瓦时, 三年复合增速为 14.8%。
- **开启海上风电新蓝海。** 全球海上风电步入加速发展阶段, 到 2020 年海上风电的累计装机量将达到 40.3GW, 2016-2020 年的年复合增长率将达 32%。龙源电力一直都是国内海上风电率先起步的企业, 无论在技术还是施工经验上均享有显著的先发优势。公司已投产海上风电项目容量共达 496MW, 已核准项目 1,100MW; 公司共列入能源局建设方案项目 9 个, 达到 2,049MW, 占总量比为 19%; 其中 700MW 将于 2016 年开工建设, 预计将于 2017 年投产 500MW, 预计将每年投产 500-700MW 海上风电项目。
- **可再生配额制出台利好风电运营龙头企业。** 风电是目前发展最成熟最稳定、发电量最大的非水可再生能源, 风电将率先受益配额制落实; 配额制将有效缓解弃风限电。
- **风险提示:** 新增装机不达预期; 全国电力需求大幅下降。

目 录

1、公司基本概况.....	- 5 -
1.1、全球最大的风电运营商.....	- 5 -
1.2、龙源电力的发展历程.....	- 5 -
1.3、公司的股权结构.....	- 5 -
1.4、过往业务发展概况.....	- 6 -
2、全球和中国风电市场：大风起兮，方兴未艾.....	- 8 -
2.1、全球风电市场高速增长.....	- 8 -
2.2、中国风资源丰富，风电高速增长.....	- 9 -
2.3、风电项目开发、政策回顾与分析.....	- 11 -
2.4、可再生能源配额制正式出台利好风电运营商.....	- 13 -
2.5、风机成本下降加快风电发展步伐.....	- 15 -
2.6、上网电价连续下调，及早实现平价上网.....	- 16 -
2.7、中国风电市场竞争格局.....	- 17 -
2.8、弃风限电状况及前景展望.....	- 18 -
3、龙源电力：大而领先的风电运营龙头.....	- 20 -
3.1、风电装机稳步增长、储备资源丰富.....	- 20 -
3.2、风电开发技术实力称雄业界.....	- 21 -
3.3、开启海上风电新蓝海.....	- 23 -
3.4、项目分布逐步优化提振利用小时数和平均上网电价.....	- 24 -
3.5、火电业务预计继续下滑.....	- 26 -
3.6、国电集团支持，其他可再生能源协同发展.....	- 27 -
4、公司评级最优，融资成本全行业最低.....	- 28 -
5、盈利能力持续提升，财务状况稳健.....	- 29 -
6、盈利预测与估值.....	- 31 -
6.1、公司收入预测.....	- 31 -
6.2、经营费用及利润表预测.....	- 31 -
6.3、目标价.....	- 32 -
6.4、行业可比公司估值比较.....	- 33 -
7、风险因素.....	- 33 -

图目录

图 1、公司当前主营业务—风力发电和火电发电	- 5 -
图 2、公司主要股权结构（截止 2015 年末）	- 6 -
图 3、公司控股风电装机容量和总装机容量增长	- 6 -
图 4、公司总发电量和风电发电量增长	- 6 -
图 5、公司营业收入（百万元）增长情况	- 7 -
图 6、各分部业务收入（百万元）增长情况	- 7 -
图 7、公司归属股东净利润（百万元）增长情况	- 7 -
图 8、公司 EBIT、EBITDA 利润率和净利润率	- 7 -
图 9、风力发电机组的基本分类	- 8 -
图 10、全国风电装机容量增长（2000-2015，单位：MW）	- 8 -
图 11、2015 年全球新增风电装机前十国家占比	- 9 -
图 12、截止 2015 年累计风电装机全球前十国家占比	- 9 -
图 13、2016-2020 年全球风电装机容量预测（GW）	- 9 -
图 14、中国风能资源丰富	- 10 -
图 15、中国风电装机容量和发电量占比变化	- 10 -
图 16、中国风电装机容量增长情况（万千瓦）	- 10 -
图 17、风电项目开发流程	- 11 -
图 18、国内 1.5MW 以及 2MW 风机机型平均招标价格（元/千瓦）	- 15 -
图 19、中国风电上网电价调整回顾	- 17 -
图 20、全国风电利用小时数和趋势（%）	- 18 -
图 21、中国风电上网电量及弃电量（亿度）	- 18 -
图 22、大型风电光伏基地外送特高压线路	- 20 -
图 23、公司风电装机容量增长情况以及预测	- 20 -
图 24、公司风电发电量增长情况以及预测	- 20 -
图 25、龙源“振华 2 号”海上风电施工平台	- 22 -
图 26、全球海上风电新增装机（GW）及同比增速	- 23 -
图 27、中国海上风电新增装机（MW）及同比增速	- 23 -
图 28、公司历年风电利用小时数和预测	- 26 -
图 29、公司历年风电平均上网电价和预测	- 26 -
图 30、火电发电设备平均利用小时数和趋势（%）	- 26 -
图 31、公司火电利用小时数和发电量预测	- 26 -
图 32、公司其他可再生能源装机容量增长情况	- 28 -
图 33、公司其他可再生能源售电量增长情况	- 28 -
图 34、盈利能力预测	- 30 -
图 35、ROE、ROA 和 ROIC 预测	- 30 -
图 36、资产负债率预测	- 30 -
图 37、现金流（百万元人民币）预测	- 30 -
图 38、龙源电力历史 PE Band	- 33 -
图 39、龙源电力历史 PB Band	- 33 -

表目录

表 1、公司发展历程.....	- 5 -
表 2、中国风电行业政策回顾.....	- 11 -
表 3、中国几大发电集团目前可再生能源装机情况.....	- 13 -
表 4、配额制下预测 2020 年各地区电力消纳情况.....	- 13 -
表 5、中国的四类风资源区.....	- 16 -
表 6、中国可再生能源电价附加征收标准.....	- 16 -
表 7、截止 2015 年底中国风电市场主要公司装机容量（万千瓦）及排名.....	- 17 -
表 8、中国风电机组制造商竞争格局.....	- 18 -
表 9、2015 年风电弃电分区域情况（容量：万千瓦；电量：亿度）.....	- 19 -
表 10、在建或已核准的特高压工程建设情况.....	- 19 -
表 11、中国海上风电发展政策.....	- 24 -
表 12、公司近三年风电项目分布逐渐优化.....	- 25 -
表 13、龙源电力企业债券发行利率情况.....	- 29 -
表 14、三家可比上市公司企业债券发行利率情况.....	- 29 -
表 15、公司各分部收入（单位：百万元人民币）以及核心运营数据预测.....	- 31 -
表 16、利润预测表.....	- 32 -
表 17、同类公司估值比较.....	- 33 -

1、公司基本情况

1.1、全球最大的风电运营商

龙源电力集团股份有限公司（简称“龙源电力”，以下简称“公司”，港股代码 916.HK，2009 年 10 月 20 日在联交所主板上市）是全球最大的风电运营商，也是中国首家在境外上市的国有新能源运营企业。公司是中国最早从事新能源开发的电力企业，主要从事风电场的设计、开发、建设、管理和运营。同时，还经营火电、太阳能等其他发电项目。截止 2015 年底，公司控股装机容量 17,950MW，其中风电 15,765MW，火电 1,875MW，其他可再生能源 310MW；权益装机容量 15,788MW，其中风电 14,622MW，火电 858MW，其他可再生能源 308MW，已经一跃成为全球最大的风电运营商。公司的火电装机容量自从 2009 年上市以来一直保持在 1,875MW，是公司的第二大业务。

图 1、公司当前主营业务—风力发电和火电发电



资料来源：公司资料，兴业证券研究所

1.2、龙源电力的发展历程

表 1、公司发展历程

时间	事件
1993	能源部成立龙源电力技术开发公司（公司前身）。
1994	更名龙源集团，成为原电力工业部下属全资附属公司。
1996	无偿划转至国家电力公司，成为其全资附属公司。
1999	与其他两家国家电力公司全资附属公司中能、福霖合并为龙源电力集团。
2002	国家电力公司分拆，龙源集团成为国电全资附属公司。
2004	获得江苏如东及吉林通榆特许风电项目。
2009	经国务院国资委批准，改制为龙源电力集团股份有限公司；12 月 10 日，公司在香港上市。
2015	公司装机容量和发电量持续增长，2015 年成为全球最大的风电运营商。

资料来源：公司资料，兴业证券研究所

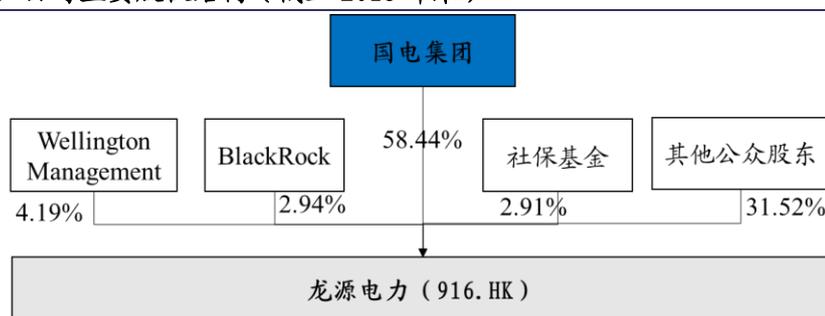
1.3、公司的股权结构

国电集团是公司的控股股东，截止 2015 年末持有公司 58.44%的股权。中国国电集团公司是经国务院批准，于 2002 年 12 月 29 日成立的以发电为主的综合性电力

集团，也是五大发电集团之一，主要从事电源开发利用、科技环保、煤炭以及金融等产业；截止 2015 年底，国电集团拥有控股装机容量 1.35 亿千瓦，资产总额 7,840 亿元，产业遍布全国 31 个省市自治区，拥有超过 30 家特大型子公司，数百家基层发电企业，拥有国电电力（600795.SH）、长源电力（000966.SZ）、平庄能源（000780.SZ）、英力特（000635.SZ）、龙源技术（300105.SZ）等 5 家国内 A 股上市公司和国电龙源电力（00916.HK）、国电科环（01296.HK）2 家香港 H 股上市公司。

龙源电力最新股权结构如图 2 所示：

图 2、公司主要股权结构（截止 2015 年末）

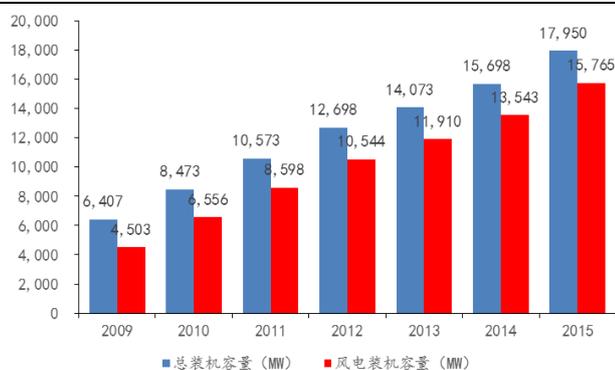


资料来源：公司资料，兴业证券研究所

1.4、过往业务发展概况

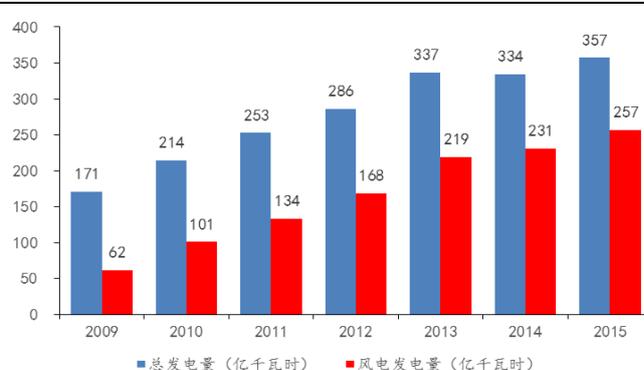
公司自 2009 年上市以来，风电控股装机容量快速增长，从 2009 年末的 4,503MW 增长至 2015 年末的 15,765MW，6 年年复合增速达到 23%；风电装机的快速增长使得总装机容量亦快速上升，2015 年底达到 17,950MW（主要包括 1,875MW 火电装机容量）。公司的风电发电量从 2009 年的 62 亿度增长至 2015 年的 257 亿度，6 年年复合增速达到 26.7%；而总发电量从 2009 年的 171 亿度增加至 357 亿度，其中火电发电量在经过 3-4 年增长之后近三年出现明显下降。

图 3、公司控股风电装机容量和总装机容量增长



资料来源：公司资料，兴业证券研究所

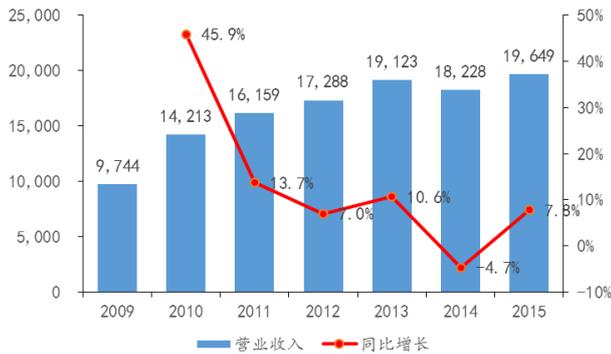
图 4、公司总发电量和风电发电量增长



资料来源：公司资料，兴业证券研究所

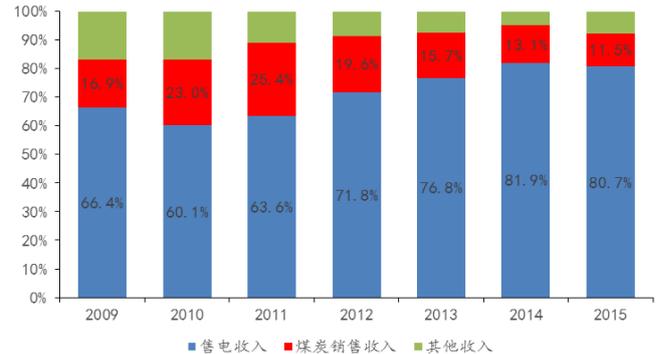
公司的营业收入主要由售电收入、煤炭销售收入以及其他收入组成，随着公司总发电量的快速增加，售电收入占比逐渐增大，从2009年的66.4%增加至2015年的80.7%，而煤炭销售收入则在近五年内逐年下降。公司2015年的营业收入达到19,649百万元人民币，同比增长7.8%；整体来看，公司上市以来营业收入6年内实现了翻番增长。

图 5、公司营业收入（百万元）增长情况



资料来源：公司资料，兴业证券研究所

图 6、各分部业务收入（百万元）增长情况



资料来源：公司资料，兴业证券研究所

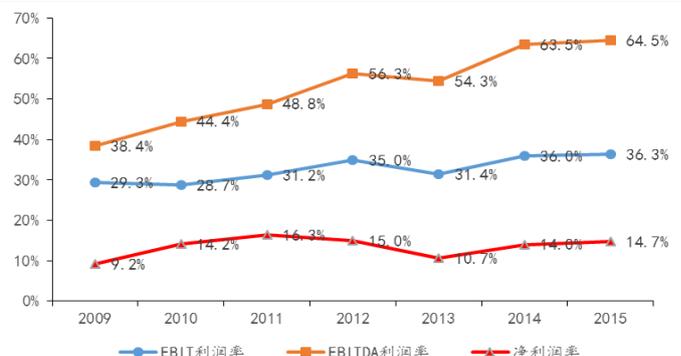
归属股东净利润方面，公司自2009年上市以来亦出现了显著增加，但近4-5年出现了反复，尤其是2013年同比减少21%，下降幅度较大。2015年公司实现归属股东净利润2,881百万元人民币，同比增长12.8%，已经连续两年快速增长，显示净利润已经重新步入增长轨道。

图 7、公司归属股东净利润（百万元）增长情况



资料来源：公司资料，兴业证券研究所

图 8、公司 EBIT、EBITDA 利润率和净利润率



资料来源：公司资料，兴业证券研究所

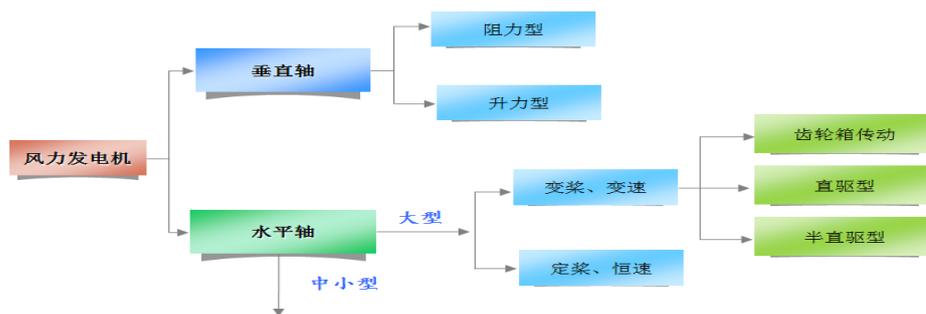
利润率方面，公司 EBITDA 和 EBIT 利润率自上市以来逐年上升，2015 年分别达到 64.5% 和 36.3%，显示公司的经营效率正在逐步提升；公司的净利润率除了少数年份（如 2013 年）基本维持稳定在 14-15% 之间。

2、全球和中国风电市场：大风起兮，方兴未艾

2.1、全球风电市场高速增长

20世纪70年代以后，随着能源危机以及大气污染问题日益严重，开发利用可再生能源成为各国政府的共识，其中风力发电和太阳能发电是主要可再生能源利用方向。据估计全球可利用风能达20,000GW，比全部可开发利用的水能总量还要大10倍。风力发电是利用风力带动风轮叶片旋转，再透过增速机将旋转的速度提升，来促使发电机发电。随着技术的不断发展，依据目前的风机技术，大约是每秒三米的微风速度，机组便可以开始发电。而风力发电机组可以根据不同的特征分类。在现代大型水平轴风力发电机组中，定桨距失速调节、恒速运行的风力发电机组正在被变桨变速型风力发电机组所替代。近些年，直驱传动链技术具有结构简单且可靠性高的优点，市场份额快速提升，从2007年的2%上升至2015年的20%以上。

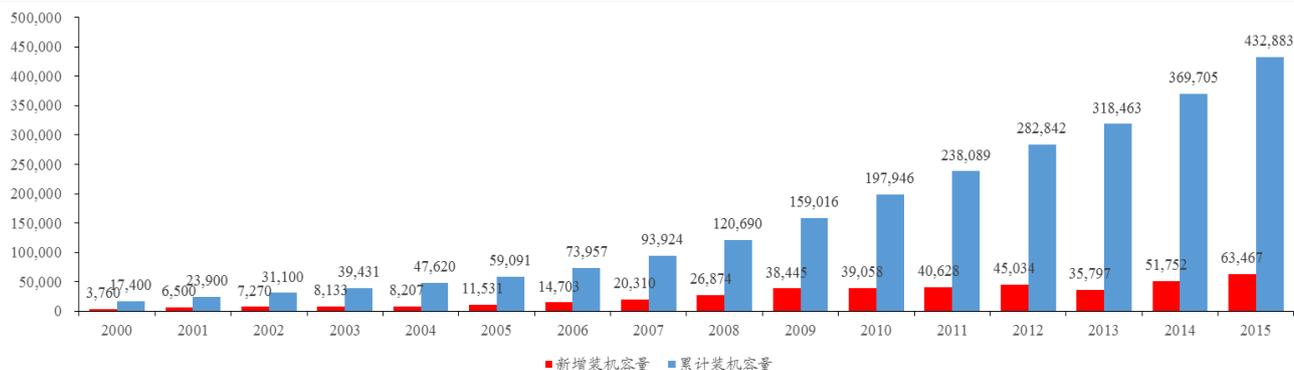
图 9、风力发电机组的基本分类



资料来源：公司资料，兴业证券研究所

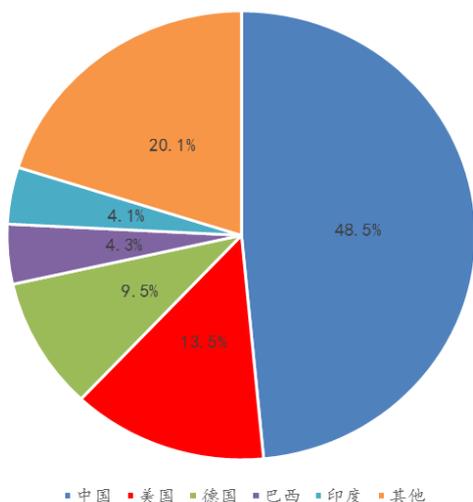
随着风力发电技术的成熟、各国政府政策的支持，全球风电市场在过去十多年取得了令人瞩目的发展成果，全球风电装机容量从2000年的17.4GW增加至2015年末的433GW，取得了20倍以上的增长，其中欧洲、北美在前10年是新增装机的主要力量，而后5年的快速增长主要来自中国和亚太地区。

图 10、全球风电装机容量增长（2000-2015，单位：MW）



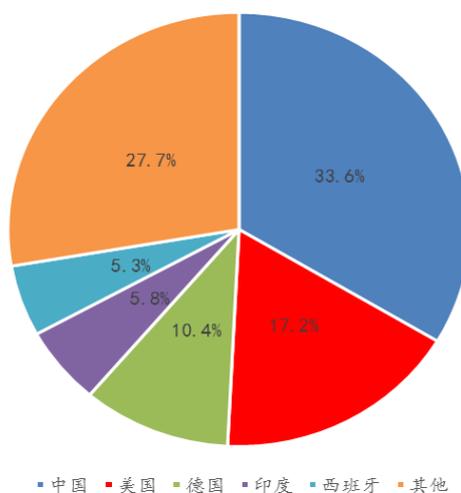
资料来源：GWEC，兴业证券研究所

图 11、2015 年全球新增风电装机前十国家占比



资料来源：GWEC，兴业证券研究所

图 12、截止 2015 年累计风电装机全球前十国家占比



资料来源：GWEC，兴业证券研究所

展望全球风力发电的未来发展，我们认为风电装机的增速将放缓，但仍将维持增长态势，主要是由于欧洲以及北美市场未来五年预计维持平稳增长，而亚太地区的风电装机增量主力地区中国则受限于宏观电力需求增速放缓以及弃风限电加剧，未来预计难以出现媲美于过去7-8年的超快速增长；而印度和巴西等地的新增装机预计将成为全球风电发展的亮点。根据全球风能协会的预测，到2020年，全球风电装机容量将达到792GW，相比2015年末增长83%。

图 13、2016-2020 年全球风电装机容量预测 (GW)



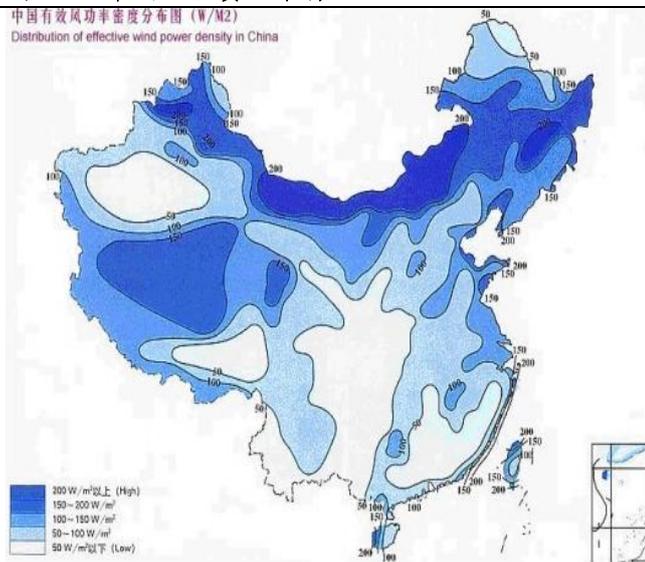
资料来源：GWEC，兴业证券研究所

2.2、中国风资源丰富，风电高速增长

中国风能资源丰富，近年来风电行业高速增长。根据全国900多个气象站将陆地上离地10m高度资料进行估算，全国平均风功率密度为100W/m²，风能资源总储量

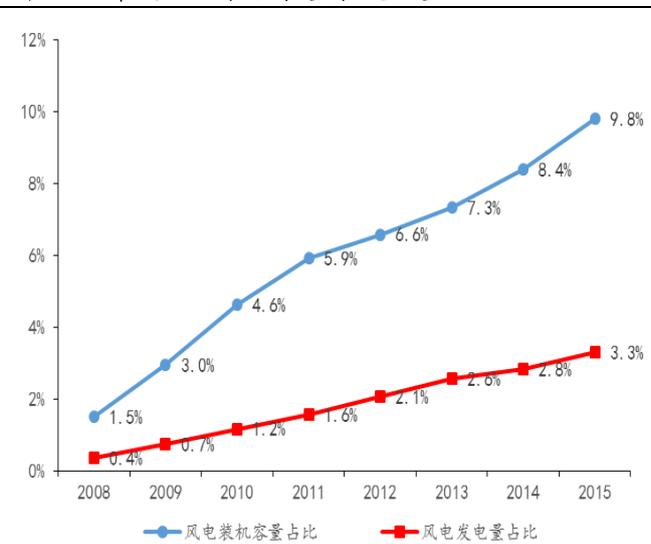
约32.26亿kW，排名全球第一，其中可开发和利用的陆地上风能储量有2.53亿kW，近海可开发和利用的风能储量有7.5亿kW，共计约10亿kW。如果陆上风电年上网电量按等效满负荷2000小时计，每年可提供5000亿千瓦时电量，海上风电年上网电量按等效满负荷2500小时计，每年可提供1.8万亿千瓦时电量，合计2.3万亿千瓦时电量。从风能资源分布看，蒙东、蒙西、新疆哈密、甘肃酒泉、河北坝上、吉林、山东沿海和江苏近海等大型风电基地风能资源丰富，50米高度3级以上风能资源的潜在开发量约19.1亿千瓦，占全国潜在开发量的80%左右。中国政府亦将风电项目最为集中的八个地区规划为八大风电基地，包括新疆、甘肃、蒙西、蒙东、吉林、河北、江苏及山东。

图 14、中国风能资源丰富



资料来源：中国风力发电网，兴业证券研究所

图 15、中国风电装机容量和发电量占比变化

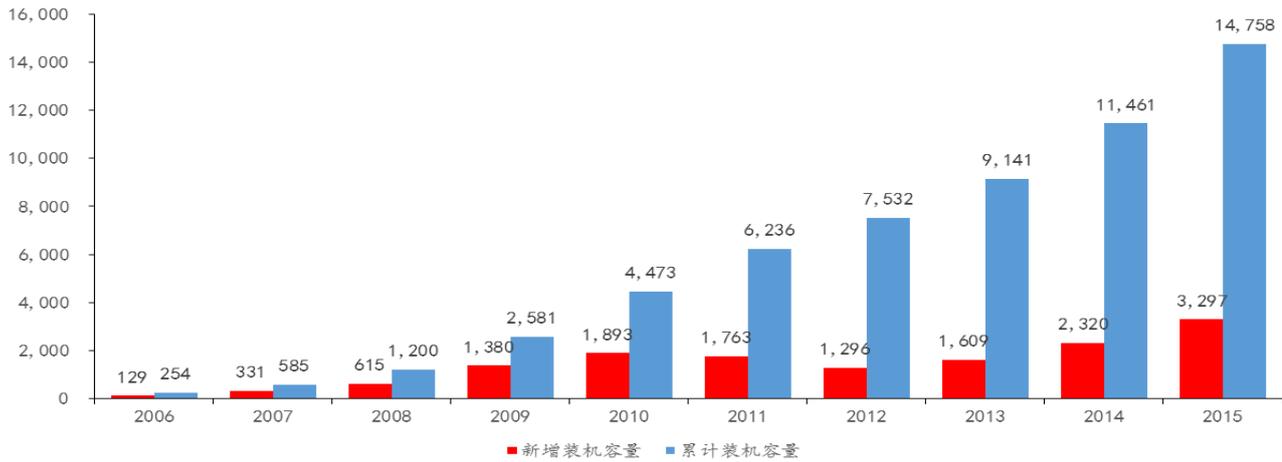


资料来源：国电力企业联合会，兴业证券研究所

丰富的风能资源，叠加政府在近十年的政策支持和行业技术革新，中国的风电行业迎来了高速增长。从装机容量来分析，由于上网电价细则以及《可再生能源法》等细则的实施，中国的风电行业从2006年开始出现爆发式的增长，过去十年中国的风电装机容量从254万千瓦迅速增长至14,758万千瓦，年复合增速达到惊人的50%，而近三年的符合增速则为25%。从装机容量来看，中国的风电装机早在2010年底跃居并从此稳占全球第一的位置，成为影响全球风电行业发展的核心因素。

伴随着装机容量的快速增长，中国风电占国内总发电量的比例也迅速增加，从2008年的0.4%增加至2015年底的3.3%。风电作为非水清洁能源的主要电源，其经济性要高于光伏，尽管目前风电装机占比已经逼近10%，但考虑到发电量占比仍小，未来风电的发展空间仍然广阔。

图 16、中国风电装机容量增长情况（万千瓦）

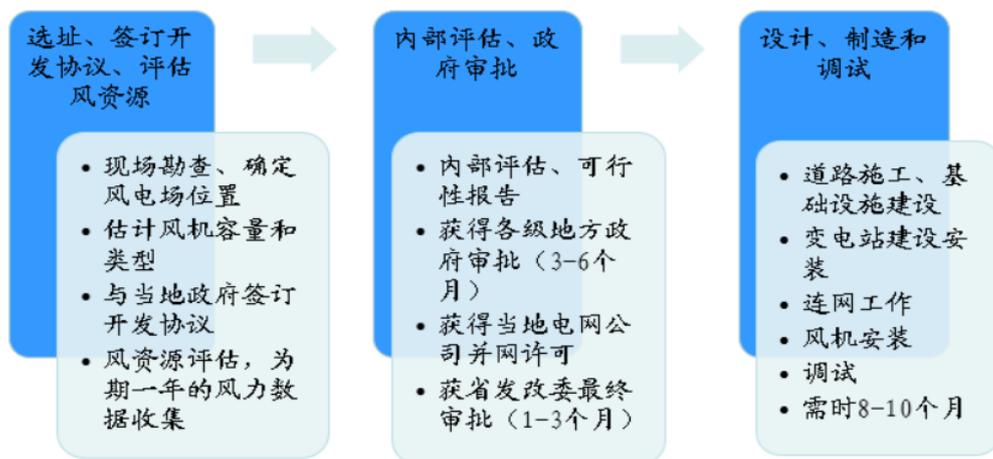


资料来源：中国风能协会，国家能源局，兴业证券研究所

2.3、风电项目开发、政策回顾与分析

风电电场的开发流程一般分为三个阶段：选址和签订开发协议、政府审批、设计施工和调试。与当地政府签订了开发协议后的风资源项目即进入储备项目名单，递交可行性报告后获得各级政府审批（地方政府审批需时较短，而发改委审批需时较长）之后，即可委任第三方EPC&M厂商开始设计和入场施工，工期长短以及成本受施工条件所影响。

图 17、风电项目开发流程



资料来源：华能新能源招股书，兴业证券研究所

新兴产业的发展一方面依赖自身技术的革新和进步，另一方面在产业化初期高度依赖政府的支持。回顾中国风电的发展历程，可以清晰看到政府在产业发展过程中扮演了极其重要的作用。

表 2、中国风电行业政策回顾

时间	部门	文件/规划/会议	内容
----	----	----------	----

2006	人大	《可再生能源法》	可再生能源发展的规划、产业指导、技术支持、推广应用以及价格管理和费用分摊。
2009	发改委	《关于完善风力发电上网电价政策的通知》	对风力发电由招标定价改为实行标杆上网电价政策,按风能资源和工程建设条件将全国分为四类风能资源区,电价为每千瓦时0.51元、0.54元、0.58元及0.61。
2011	发改委	可再生能源发展“十二五”规划	到2015年可再生能源发电量争取达到总发电量的20%以上,可再生能源发电在电力体系中上升为重要电源。其中,风电新增发电装机7,000万千瓦,太阳能发电2,000万千瓦。
	能源局		公布了十二五规划第一批26.8GW风电核准计划。
2012	能源局	《关于加强风电并网和消纳工作有关要求的通知》	提出了加强风电建设和运行管理、保障风电并网和消纳的有关要求。
	国家标准化管理委员会	《风电场接入电力系统技术规定》	规定了风电场并网的相关技术要求,有效解决风电事故频发的问题,有利于风电场运营商和电网企业在此标准的基础上,增加风电并网量,最终提升风电产业的质量和效益。
	能源局		公布了十二五规划第二批25.5GW风电核准计划。
2013	发改委	《关于调整可再生能源电价附加标准与环保电价的有关事项的通知》	将向除居民生活和农业生产以外的其他用电征收的可再生能源电价附加标准由每千瓦时0.8分钱提高至1.5分钱。
		《关于修改〈产业结构调整指导目录(2011年本)〉有关条款的决定》	将“海上风电机组技术开发与设备制造”与“海上风电场建设与设备制造”纳入鼓励类产业。
	能源局		公布了十二五规划第三批28.7GW风电核准计划。
2014	能源局		公布了十二五规划第四批27.6GW风电核准计划。
		《关于印发2014年能源工作指导意见的通知》	制定、完善并实施可再生能源电力配额及全额保障性收购等管理办法,逐步降低风电成本,力争2020年前实现与火电平价。
		《关于适当调整陆上风电标杆电价的通知》	上网电价1-3类风区每千瓦时调低2分,4类风区维持不变。
	发改委	《关于海上风电上网电价政策的通知》	就海上风电上网电价做出明确规定,对非招标的海上风电项目,区分潮间带风电和近海风电两种类型确定上网电价。
	国务院	《国家新型城镇化规划(2014-2020年)》	城镇可再生能源消费比重由2012年的8.7%提高到2020年的13%。
2015	能源局		公布了十二五规划第五批34GW风电核准计划。
	发改委	《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》	陆上风电项目上网标杆电价,2016年、2018年一类、二类、三类资源区分别降低2分、3分,四类资源区分别降低1分、2分。
2016	能源局	《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》	即“可再生能源配额制”,划定了2020年各省地区全社会用电量中非水可再生能源电力消纳量比重指标。
	能源局	《关于下达2016年全国风电开发建设方案的通知》	2016年全国风电开发建设总规模3,083万千瓦。对于限电严重的新疆和甘肃等地区暂停新增项目。

资料来源:兴业证券研究所整理

从国务院、发改委以及能源局的历年政策分析,可以清晰的看到: **大力鼓励风电的发展、理顺电价机制从而尽早实现平价上网**是发改委和能源局的既定政策方

向。由于前期发展过程中缺乏针对性的规划和电网建设滞后造成送出消纳阻塞，三北地区出现了限电现象后，政策的方向转向**如何有效的消纳存量风电电力**，从而提高电场效益。

2.4、可再生能源配额制正式出台利好风电运营商

为促进可再生能源开发利用，保障实现2020、2030年非化石能源占一次能源消费比重分别达到15%、20%的能源发展战略目标，国家能源局于2016年3月正式发布《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》，即通常所指的“可再生能源配额制”。该指导意见除了提出确立可再生能源开发利用目标、制定科学规划、明确相关责任义务、建立检测和评价制度以外，最具重要性的是它明确了**两点量化的考核指标**：1) 到2020年，除专门的非化石能源生产企业外，各发电企业非水电可再生能源发电量应达到全部发电量的9%以上；2) 各省（自治区、直辖市）行政区到2020年全社会非水电可再生能源电力消纳量比重指标（见下表）。

表 3、中国几大发电集团目前可再生能源装机情况

几大发电集团	总装机容量 (万千瓦)	风电装机容量 (万千瓦)	光伏装机容量 (万千瓦)	清洁能源（包括核电、水电）装机占比	可再生能源装机占比
华能集团	16,063	1,639	85	28.80%	10.73%
国电集团	13,500	2,421	-	29.90%	17.93%
华电集团	13,476	1,152	-	37.10%	8.55%
大唐集团	12,727	1,332	66	31.48%	8.87%
国家电投	10,740	998	485	40%	13.81%
国华电力	3,554	629	-	44.30%	17.70%

注：部分数据为 2014 年底数据。

资料来源：集团网站，兴业证券研究所整理

从各大发电集团目前的可再生能源装机占比来看，均处于8-18%之间，平均在12%左右，但是发电量占比约4-5%左右，距离配额制提出的9%目标还有不小的差距。我们认为配额制的“比例调控制度”设计最有效的地方是它将有效限制新增火电水电，同时鼓励可再生能源的发展，而非过去单纯的鼓励风电光伏发展而对大量新增传统电力装机限制较小或不限制以致电源全面过剩。

若分区域来看，北京、天津、上海、江苏、浙江以及广东等地的非水可再生能源占比较小，距离2020年的消纳量比重指标较远；但内蒙古、东北三省、甘肃以及新疆等地已经接近或者超出配额制下的消纳比重指标。

表 4、配额制下预测 2020 年各地区电力消纳情况

地区	2015全社会用电量(亿千瓦时)	预测2020年全社会用电量(亿千瓦时)	2020年非水电可再生能源电力消纳量比重指标	消纳可再生能源电量(亿千瓦时)	预测2020年本地可再生能源发电量(亿千瓦时)				输入(+)、输出(-)情况
					风电	太阳能	生物质能	合计	
北京	953	1,239	10%	124	12	18	5	35	89
天津	801	881	10%	88	15	18	10	43	45
河北	3,176	3,017	10%	302	372	61	63	496	-194
山西	1,737	1,911	10%	191	238	46	30	314	-123
内蒙古	2,543	3,052	13%	397	840	54	30	924	-527
辽宁	1,985	2,045	13%	266	171	26	12	209	57
吉林	652	672	13%	87	205	18	60	283	-196
黑龙江	869	895	13%	116	121	18	72	211	-95
上海	1,406	1,828	5%	91	13	14	37	64	27
江苏	5,115	6,138	7%	430	156	70	128	354	76
浙江	3,554	4,265	7%	299	37	50	97	184	115
安徽	1,640	1,804	7%	126	38	33	58	129	-3
福建	1,852	2,037	7%	143	135	25	41	201	-58
江西	1,087	1,196	5%	60	50	25	28	103	-43
山东	4,243	4,667	10%	467	296	66	127	489	-22
河南	2,880	3,168	7%	222	43	50	60	153	69
湖北	1,665	1,832	7%	128	45	26	78	149	-21
湖南	1,448	1,593	7%	111	70	21	51	142	-31
广东	5,311	6,904	7%	483	88	50	78	216	267
广西	1,334	1,467	5%	73	36	21	17	74	-1
海南	271	298	10%	30	17	20	14	51	-21
重庆	875	963	5%	48	14	10	14	38	10
四川	1,992	2,191	5%	110	40	26	21	87	23
贵州	1,174	1,291	5%	65	76	15	12	103	-38
云南	1,439	1,583	10%	158	228	56	28	312	-154
西藏	41	45	13%	6	4	15	0	19	-13
陕西	1,222	1,344	10%	134	94	60	13	167	-33
甘肃	1,099	1,209	13%	157	444	98	6	548	-391
青海	658	724	10%	72	7	105	1	113	-41
宁夏	878	966	13%	126	131	53	6	190	-64
新疆	1,602	1,762	13%	229	432	105	4	541	-312
合计	55,502	62,986	9%	5,339	4,468	1,273	1,201	6,942	

资料来源：能源局，兴业证券研究所预测

另外，指导意见亦同时提出建立可再生能源电力绿色交易机制，可再生能源电力绿色证书是各供（售）电企业完成非水电可再生能源发电比重指标情况的核算凭证。国家能源局会同其他有关部门依托全国可再生能源信息管理系统组织建立可再生能源电力绿色证书登记及交易平台，对可再生能源电力的经营者（含个人）按照非水电可再生能源发电量核发可再生能源电力证书，作为对可再生能源发电量的确认以及所发电量来源于可再生能源的属性证明。可再生能源电力绿色证书可通过证书交易平台按照市场机制进行交易。各发电企业可以通过证书交易完成非水可再生能源占比目标的要求，同时国家鼓励可再生能源电力绿色证书持有人按照相关规定参与碳减排交易和节能量交易。

我们认为配额制的出台以及具体实施过程将显著利好风电运营商。首先风电是

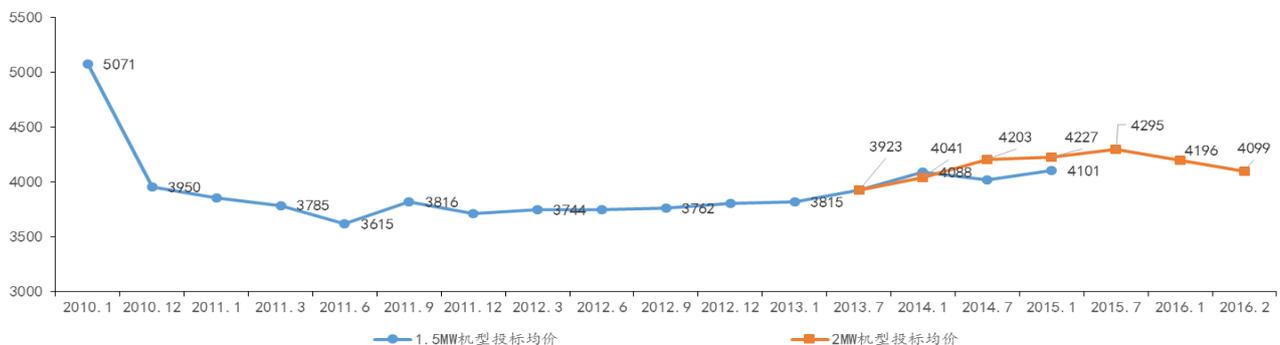
目前发展最成熟最稳定、发电量最大的非水可再生能源，可再生能源未来随配额制的落实将迎来更确定的增长，风电将率先受益；其次，风电弃风限电现象较为严重，拖累了风电运营商的运营效益，但配额制将有利于弃风限电的缓解，风电富余地区可通过绿证进行风电交易，从而提升企业效益。而从受益程度而言，我们认为风电的运营龙头企业如龙源电力将最为受益。

2.5、风机成本下降加快风电发展步伐

风电场项目的投资成本中，风电机组大约占 70% 左右的比例，其余电气、土建、安装工程等费用约占 30%。风电的单位电度成本中，折旧费用摊销大约占 65% 左右的份额，其余的营运费用、财务费用大约占 35% 的份额。因此，风电电度成本能否下降最大的影响因素就是机组的价格。

自 2007 年以来，国际市场的风机价格持续下降，但从 2012 年以来已经基本维持稳定。以国内 1.5MW 机型投标均价为例，2012-2013 年基本维持在 3,700-3,800 元/千瓦范围，2014 年以来，1.5MW 机型招标价格有所上升，保持在 4,100 元/千瓦左右。1.5MW 机型价格虽然平稳，但招标量明显下降，市场目前趋势向更大容量的 2MW 和 2.5MW 转移（2015 年，我国新增风电装机中，2MW 风电机组装机市场份额首次超过 1.5MW 机组，占全国新增装机容量容量的 50%，1.5MW 机组和 2MW 机组仍占市场主导地位，市场份额达到 84%。与 2014 年相比，1.5MW 机组市场份额下降了 12 个百分点，而 2MW 机组所占市场份额上升了 9 个百分点）。2MW 机型国内平均招标价格 2015 年维持在 4,200-4,300 元/千瓦范围，但进入 2016 年招标价格出现了松动。预计未来随着风电市场相关政策的稳定与延续，以及技术进步和产业规模化，风机价格将缓慢下降，利好风电市场的长期发展。

图 18、国内 1.5MW 以及 2MW 风机机型平均招标价格（元/千瓦）



资料来源：金风科技，兴业证券研究所

2.6、上网电价连续下调，及早实现平价上网

2009年7月，国家发改委发布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，于2009年8月1日生效，规定8月1日后批准的风电项目，上网电价由政府指导价改为地区统一电价。具体而言，中国分为四个风能资源区，位于同一资源区的所有陆上风电项目受限于、适用于该地区的相同标准上网电价（含增值税），分别为每千瓦时人民币0.51元、0.54元、0.58元以及0.61元。

表 5、中国的四类风资源区

风资源区	包括地区
I 类资源区	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。
II 类资源区	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 类资源区	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；甘肃省除张掖以外地区。
IV 类资源区	除 I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区。

资料来源：国家发改委，兴业证券研究所

在2010年4月1日《可再生能源法》修正案前，风电电价实行分摊制度，即相当于当地脱硫脱硝标杆电价的价格部分由省级电网公司支付，超出部分由终端用户支付。在2010年4月1日后，费用分摊制更改为费用补偿制，即国家财政机关设立一项可再生能源发展基金，用于补偿电网公司支付的以高于其购买不可再生能源电力的平均上网电价购买的可再生能源电力所产生的超额费用。

表 6、中国可再生能源电价附加征收标准

实施时间	标准（元/千瓦时）
2006.01.01	0.002
2009.11.01	0.004
2012.01.01	0.008
2013.09.01	0.015
2016.01.01	0.019

资料来源：发改委，兴业证券研究所

随着可再生能源发电量的迅速提升，对可再生能源电价补贴的需求在增加，为了满足迅速增加的补贴需求，电价附加征收的标准已历经四次调升，且调整的速度在加快。预计随着光伏、风电和生物质等发电量在十三五的迅速增加，可再生能源基金或会出现缺口，而电价附加征收标准将继续被调升。

为了尽早摆脱风电项目需要政府补贴的现状、缓解可再生能源基金压力，以及顺应风电技术的革新和成本下降，发改委从2014年开始下调风电项目标杆电价。根据发改委于2015年12月24日发布的《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》，陆上风电项目上网标杆电价2016年、2018年 I 类、II 类、III 类资源区

分别降低2分、3分，IV类资源区分别降低1分、2分。此次调整完成后，I类资源区风电2018年上网电价达到0.44元/千瓦时，已经非常接近国内很多地区的火电标杆电价，距离政府提出的2020年实现平价上网又迈出较大一步。

图 19、中国风电上网电价调整回顾



资料来源：发改委，兴业证券研究所整理

2.7、中国风电市场竞争格局

风电运营商的竞争格局：

由于大型国企在风电行业发展中拥有资金优势、优质风电项目获得的优势，中国风电运营市场的主要玩家是一系列大型国企如国电集团、华能集团等，而民营企业在风电运营领域占比仍小，预计市场份额小于15%。

表 7、截止 2015 年底中国风电市场主要公司装机容量（万千瓦）及排名

排名	公司	2015 年新增装机容量	2015 年底累计装机容量	市场份额	备注
1	国电集团	357	2,421	16.7%	包括龙源、国电电力和其他分公司
2	华能集团	325	1,639	11.3%	包括华能新能源和其他分公司
3	大唐集团	192	1,332	9.2%	包括大唐新能源等
4	华电集团	210	1,152	7.9%	包括华电国际、华电福新等
5	国电投	246	976	6.7%	
6	中广核	189	943	6.5%	
7	国华	99	629	4.3%	
8	华润集团	-	466	3.2%	包括华润电力和华润新能源
9	天润	129	431	3.0%	包括天润和天源
10	中国电建	138	367	2.5%	包括中水电、中水顾问和中水建
	其他	1,102	4,181	28.8%	
前十家公司市场份额占比				71.2%	

资料来源：CWEA，兴业证券研究所

风电机组制造商的竞争格局：

与风电运营市场不同，风电机组制造市场则出现较多民营企业，其中金风科技一枝独秀，凭借先进的机组制造水平和优良的机组表现市场份额逐渐扩大，2015年

国内市场份额已经增加至25.2%，全球市场份额为13%，跃居成为全球最大的风机制造商。同时，金风科技也是协合新能源的主要供应商之一。

表 8、中国风电机组制造商竞争格局

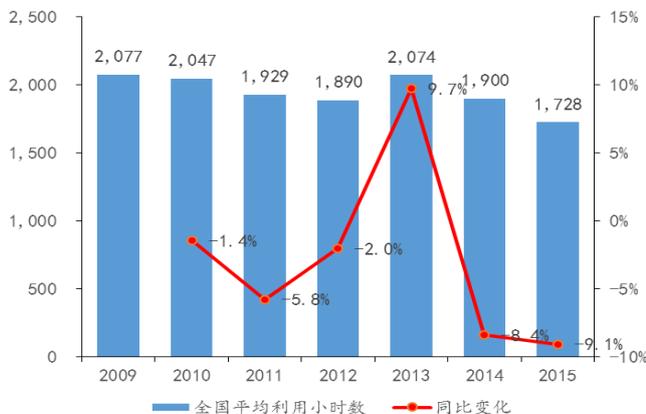
排名	公司	2015年累计装机容量(万千瓦)	截止2015年底累计装机容量市场份额	2015年新增装机容量(万千瓦)	2015年市场份额
1	金风科技	3,113	21.4%	775	25.2%
2	华锐风电	1,624	11.2%	44	1.4%
3	联合动力	1,445	9.9%	306	10.0%
4	东方电气	1,066	7.3%	139	4.5%
5	明阳风电	1,011	7.0%	251	8.2%
6	上海电气	733	5.0%	193	6.3%
7	湘电风能	704	4.8%	151	4.9%
8	远景能源	689	4.7%	251	8.2%
9	重庆海装	530	3.6%	209	6.8%
10	Vestas	503	3.5%	28	0.9%
前十大公司市场份额合计			78.4%		81.2%

资料来源：CWEA，兴业证券研究所

2.8、弃风限电状况及前景展望

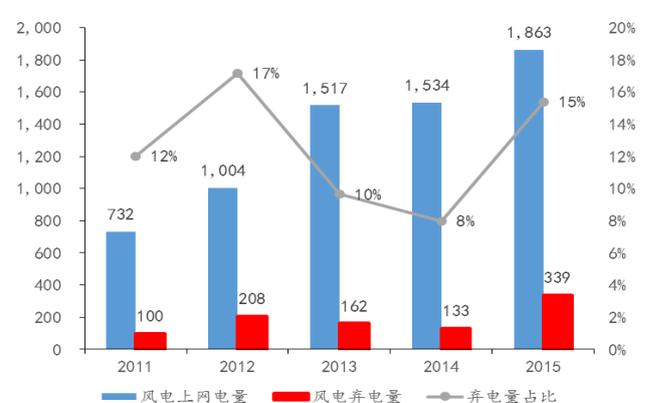
由于建设规划与电网消纳能力的矛盾日益突出，叠加中国宏观电力消费增速同比下降的因素，弃风限电始终是制约风电行业发展的重要因素。2013年在政府主管部门的积极干预下，电网部门提高了电网调峰能力以及加快电网建设速度，加之全国电力消耗量的增加和消纳能力的增强，弃风情况一度得到好转。但2015年由于风电新增容量较大，同时电网建设滞后，而电力消费量同比仅微升0.5%（为近30年同比增速最低），弃风率急剧增加，全国风电利用小时数同比下降9.1%，弃风电量达到229亿度，约相当于国内2天的全社会用电量，经济损失约为180亿元人民币。

图 20、全国风电利用小时数和趋势 (%)



资料来源：国家能源局，兴业证券研究所

图 21、中国风电上网电量及弃电量 (亿度)



资料来源：国家能源局，兴业证券研究所

根据2015年能源局的统计数据，风电的弃风主要是在北方地区，包括东北和西北地区，其中内蒙古、甘肃和新疆是中国主要的弃电地区，分别占据了2015年全国总弃电量的27%、24%和21%，此外东北三省的弃电量占据了国内弃风电量的17%，也是弃电较为严重的地区。除了上述地区，全国其他地区的风电厂都没有或者几乎没有弃电现象。

表 9、2015 年风电弃电分区域情况（容量：万千瓦；电量：亿度）

省、地区	累计核准容量	累计并网容量	累计在建容量	发电量	弃电量	弃风率	利用小时数
甘肃	1,386	1,252	134	127	82	39%	1,184
新疆	1,883	1,611	272	148	70	32%	1,571
吉林	693	444	249	60	27	32%	1,430
黑龙江	716	503	213	72	19	21%	1,520
内蒙古	3,152	2,425	727	408	91	18%	1,865
宁夏	1,096	822	274	88	13	13%	1,614
河北	1,572	1,022	549	168	19	10%	1,808
辽宁	825	639	186	112	12	10%	1,780
全国合计	21,641	12,934	8,707	1,863	339	15%	1,728

资料来源：国家能源局，兴业证券研究所

面对日益严重的弃风限电，发改委和能源局采取了一系列措施改善现状，包括暂停暂缓弃风地区的火电和风电项目审批、发布“可再生能源配额制”划定了2020年各省份地区全社会用电量中非水可再生能源电力消纳量比重指标、以及批复同意甘肃省、内蒙古自治区、吉林省可再生能源就近消纳试点方案。在2016年4月份更是紧急叫停了甘肃、吉林、黑龙江、内蒙古、宁夏、新疆等省（区）新增新能源项目建设规模，待弃风限电有效缓解后另行研究。

中长期分析，通过特高压电网长距离将三北地区的风电和光伏发电输送到东部和南部地区被认为是可以从根本上大幅缓解三北地区弃风弃光现象的重大工程。在我国，特高压电网是指±800kV或以上的直流（国际标准：±1000kV以上）和1,000kV以上的交流电网。按照国家电网的长期规划，到2020年我国将建成“五纵五横”共27条特高压线路，其中目前已投运线路7条，在建线路11条，获得核准9条，线路长度和变电（换流）容量分别达到2.88万公里和2.94亿千瓦；其中能源局上报规划的12条旨在跨区“治霾”送电通道已经由11条获得核准开工，1条已经完工。目前规划的蒙、甘、新出发的特高压线路分别为4、1、3条，“十三五”期间新疆、甘肃出发的线路将进一步增加，以加强当地可再生能源电力送出能力。

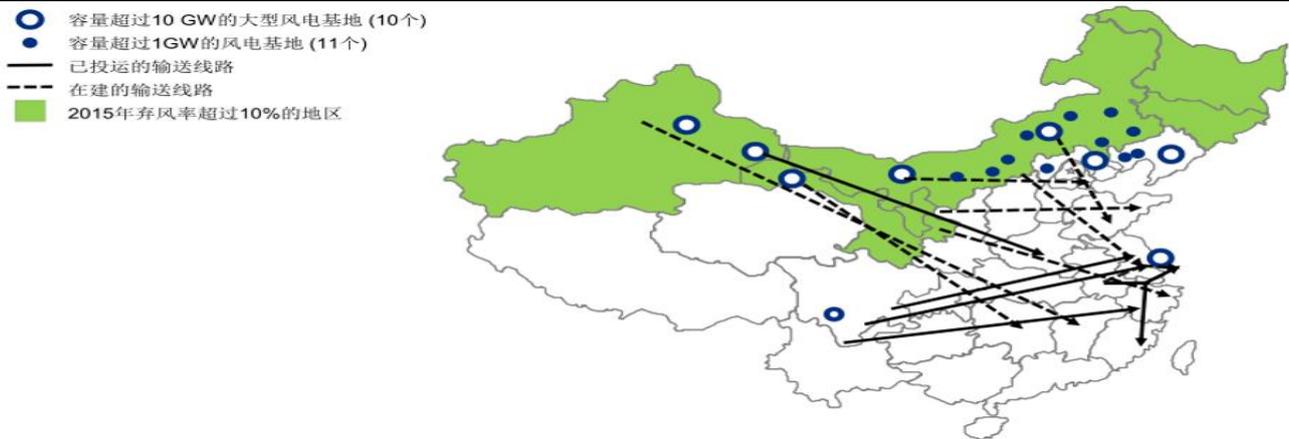
表 10、在建或已核准的特高压工程建设情况

项目	长度（KM）	变电（输送）容量（万千瓦安，万千瓦）	投运时间
蒙西—天津南 1000 千伏特高压交流输变电工程	2×608	2,400	2016
淮南—南京—上海 1000 千伏特高压交流工程	2×780	1,200	2016

锡盟-山东 1000 千伏特高压交流工程	2×730	1,500	2016
宁东-浙江±800 千伏特高压直流输电工程	1,720	1,600	2016
滇西北至广东±800 千伏特高压直流输电工程	1,959	500	2017
锡盟-泰州±800 千伏特高压直流输电工程	1,620	2,000	2017
上海庙-山东±800 千伏特高压直流输电工程	1,238	2,000	2017
酒泉至湖南±800 千伏特高压直流输电工程	2,386	800	2017
榆横-潍坊 1000 千伏特高压交流输变电工程	2×1,048.5	1,500	2017
山西-江苏±800 千伏特高压直流输电工程	1,112	800	2017
准东-皖南±1100 千伏特高压直流输电工程	3,324	2,400	2018

资料来源：能源局，兴业证券研究所

图 22、大型风电光伏基地外送特高压线路



资料来源：政府文件，兴业证券研究所

3、龙源电力：大而领先的风电运营龙头

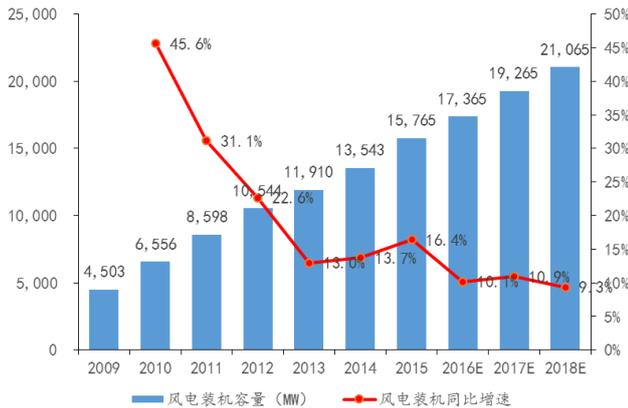
3.1、风电装机稳步增长、储备资源丰富

公司自 2009 年上市以来，随着中国风电行业的快速发展，风电控股装机容量和权益装机容量均得到了快速增长，其中控股装机容量从 2009 年末的 4,503MW 增加至 2015 年末的 15,765MW，权益装机容量则从 3,758MW 增加至 14,622MW，逐步成长为亚洲最大、全球最大的风电运营公司，控股和权益装机容量过去 6 年复合增长率分别达到 23%和 25%。其中 2015 年全年公司投产 34 个风电项目，新增控股装机容量 2,222MW，新增装机创历史新高，显示公司的高速增长仍在持续。

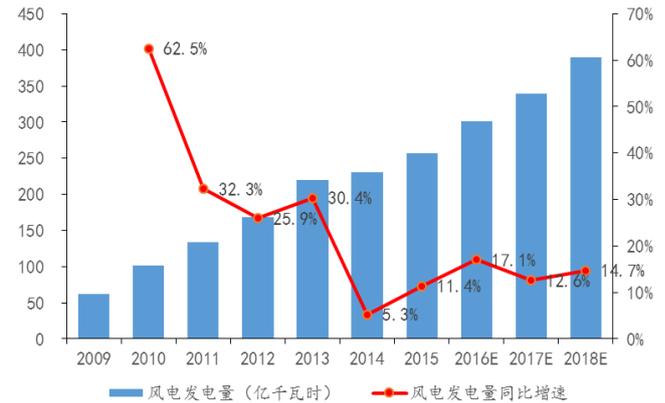
展望未来发展，公司仍将充分利用龙头优势以及国电股东背景，拓展优良风电资源，扩大风电运营规模。公司目前风电资源储备充足，已核准风电项目达到 7.2GW，完全可以满足未来 3 年开发量；列入国家规划或计划但未核准的风电项目达到 9.6GW，可开发项目仍然有较大空间。未来两年公司预计每年新增投产 1,600-2,000MW 风电项目，其中包括陆上风电、海上风电以及海外风电项目。

图 23、公司风电装机容量增长情况以及预测

图 24、公司风电发电量增长情况以及预测



资料来源：公司资料，兴业证券研究所预测



资料来源：公司资料，兴业证券研究所预测

稳步增长的风电装机容量以及丰富的风电项目储备为公司未来的业绩增长提供了坚实的基础，公司未来三年的发电量将稳步增长，同时我们认为公司未来三年将受益于海上风电项目的快速启动以及陆上风电弃风限电的逐步缓解，发电量增长将快于装机容量增长。我们预测公司 2016、2017、2018 年底风电控股装机容量将分别达到 17,365MW、19,265MW、21,065MW，未来三年复合增速达到 10.1%；预测风电发电量未来三年分别为 301 亿、339 亿、389 亿千瓦时，三年复合增速为 14.8%。

3.2、风电开发技术实力称雄业界

公司是中国最早从事风电开发利用的大型企业，营运历史可以追溯至 1991 年，悠久的风电开发历史不仅使公司在资源、团队、与供应商合作等方面具备先发优势，也使得公司在二十多年里积累了丰富和全球领先的风电开发利用技术实力。

风电场设计是技术含量很高的工作，风资源评价、机组分布位置，都直接影响风电场的发电水平。在技术研发上，公司于 2010 年获得国家能源局授牌的“国家能源风电运营技术研发中心”，是五大发电集团中唯一一家在风电领域拥有国家级研发中心的单位。公司建立了十大风电技术服务支持系统，包括可再生能源发展研究、风电前期开发研究、风电工程咨询设计、风电工程及设备采购管理、备品备件管理、风电场运行监控、风电场检修及技术服务、风电行业公共服务平台、CDM 开发和风电技术培训等，以促进公司专业管理水平和经济效益的持续提升。

目前，龙源所属两家设计咨询单位—龙源（北京）风电工程设计咨询公司和新疆龙源设计咨询公司共完成可研 462 项、总容量 29GW，完成海外评估咨询项目 61 个，积累了丰富的设计咨询经验。公司还囊括了风电设计必需的所有资质，设计的多个项目获得中国工程建设的最高奖项“鲁班奖”及中国电力优质工程奖、国

家优质工程奖等奖项。

公司研发了较为成熟的生产监控运营中心，已接入 8,140 台机组、1,087 万千瓦容量风电机组。该中心是国内同行业中运行时间最长、管理风电场和风电机组最多、数据涵盖最全面、分析最深入的风电生产监控系统。公司还自主研发了风电场功率预测产品，预报风电场未来 3-7 天的有功功率，且更加适应风场降出力运行、限电时段被考核等特殊情况。风电机组振动在线监测产品实现了“零漏诊、低误诊”的目标，诊断准确率在 90%以上，高于国内同行业平均 75%的水平。此外，公司先后自主研发了振动数据采集系统、功率曲线测量系统等一系列技术产品，成为风电行业唯一一家采用“离线式采集—集中式分析”风电机组振动监测模式、首家开展功率曲线验证业务的风电运营商。

公司同时牢牢把握着海上风电开发技术的领先地位，公司于 2009 年在江苏如东海上潮间带建成全国首批实验海上风电机组（150MW）并于 2010 年投产发电，不仅是中国、也是全球潮间带风电发展零的突破。公司的振华 2 号 800 吨自升式海上风电施工平台已于 2014 年 6 月交付，是国内第一艘齿轮齿条式海上风电安装船，同时具备打桩、吊装能力，是国内起重能力最强、适用海域最广、抬升系统最先进、功能最全面的海上风电专业施工平台，其甲板核心设备（全回转吊机、抬升系统、桩腿、液压抱桩器等）全部由公司设计、建造，并具有完全自主知识产权；另外，公司 2015 年 4 月完成了国家课题《海上风电场运维技术及装备设计》的结题验收，公司的海上风电运维船填补了国内技术空白。凭借先进的技术成果“潮间带风电新型单桩基础设计与施工关键技术、装备研制和工程应用”，公司获得 2013 年中国电力科学技术一等奖，是国内科技类领域的最高荣誉之一。

公司将继续加大对集团风电开发具有重大影响科技项目的支持，2015 年公司上报国电集团 2016 年科技项目 3 项，自立科技项目 16 项；全年公司有 8 项标准成功列入新版能源行业风电标准体系，全年新增专利 33 项，软件著作权 20 项，获得中国电力科学技术奖 2 项、国电集团科技进步奖 6 项。

图 25、龙源“振华 2 号”海上风电施工平台



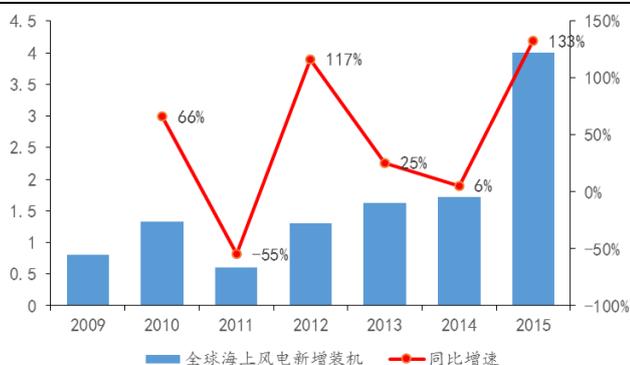
资料来源：公司资料，兴业证券研究所

3.3、开启海上风电新蓝海

从1990年丹麦安装了第一台单机容量为220KW的近海示范风电机组到现在，海上风电的历史已经走过25年。海上风电具有更稳定更强劲的风力资源，不占用土地资源且对生态环境影响较小，而海上风机一般而言具有更大的单机容量以及更高的利用小时数，同时由于海上风电场一般紧邻用电负荷中心，将很少或不会出现弃风限电，因此海上风电必将成为未来风电发展的最重要方向。我国东南沿海及其附近岛屿是海上风能资源丰富地区，沿海岛屿有效风能密度在300瓦/平方米以上，全年中风速大于或等于3米/秒的时数约为7,000-8,000小时，大于或等于6米/秒的时数约为4,000小时。《2014年风电发展报告》提及，我国水深5-25米、50米高度的海上风电开发潜力达到200GW，而5-50米水深、70米高度的海上风电开发潜力则达到了500GW，部分潮间带及潮下带滩涂资源和深海风能资源较为丰富。

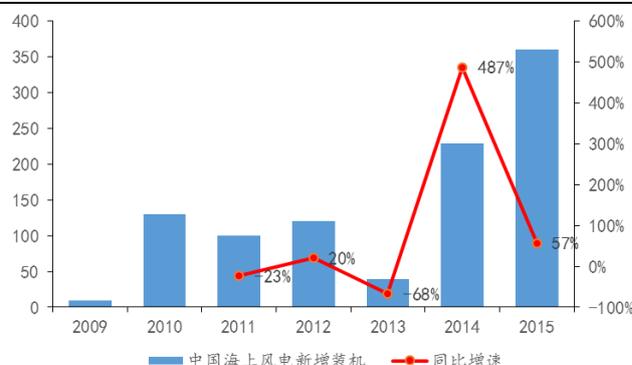
从海上风电装机容量来看，全球以及中国海上风电正在步入加速发展的阶段。2015年全球海上风电装机容量新增4GW（主要是欧洲国家建设），累计达到11GW；中国海上风电新增360MW，达到1,018MW，累计装机容量跃居全球第四，市场份额8.4%，在政策驱动以及风机成本下降驱动下，中国海上风电的发展已经迎来了“转折之年”，根据能源局相关人士预估，“十三五”期间，中国海上风电的规划目标将达到30GW，到2020年海上风电成本将会明显下降。根据Prognos和Fichtner公司2014年编制的《德国海上风电成本削减潜力》报告，德国目前在北海和波罗的海投入运营的400MW海上风电成本约为12.8-14.2欧分/度（0.95-1.05元/度），且预估这些费用可在2-3年内下降32-39%。预计海上风电成本将在2025年之前下降至0.5元/度左右，实现平价上网。到2020年，海上风电的累计装机量将达到40.3GW，2016-2020年的年复合增长率将达32%。

图 26、全球海上风电新增装机（GW）及同比增速



资料来源：欧洲风能协会，兴业证券研究所

图 27、中国海上风电新增装机（MW）及同比增速



资料来源：产业信息网，兴业证券研究所整理

借助海上资源优势，我国提出了至2020年完成海上风电30GW的目标，并从政策上加以落实。2014年6月，国家发改委明确了海上风电的上网电价，使得投资海上风电的投资效益更加明确。2014年12月，国家能源局发布《关于印发全国海上风电开发建设方案（2014-2016）的通知》，核准超过10.5GW的海上风电项目。借力海上资源和政策扶持，我国有望接力欧洲市场成为海上风电发展的重要力量。

表 11、中国海上风电发展政策

时间	部门	通知/政策	主要内容
2014.6	发改委	《关于海上风电上网电价政策的通知》	2017 年以前（不含 2017 年）投运的近海风电项目上网电价为每千瓦时 0.85 元，潮间带风电项目上网电价为每千瓦时 0.75 元；鼓励通过特许权招标等市场竞争方式确定海上风电项目开发业主和上网电价
2014.12	能源局	《关于印发全国海上风电开发建设方案（2014-2016）的通知》	宣布涉及天津、河北、辽宁、江苏、浙江、福建、广东、海南八个省市，共 44 个项目列入核准计划，总装机容量为 1,053 万千瓦

资料来源：兴业证券研究所整理

自从中国政府出台沿海风电发展规划以来，龙源电力一直都是国内海上风电先行者，无论在技术还是施工经验上均享有显著的先发优势。公司于2009年在江苏如东海上潮间带建成全国首批实验海上风电机组（150MW）并于2010年投产发电，不仅是中国、也是全球潮间带风电发展零的突破。之后公司又陆续投产了江苏大丰200MW、获得核准福建莆田400MW海上风电项目（目前国内单个项目装机规模最大的项目）等，2015年公司与山东海阳签订了烟台海阳130万千瓦的海上风电开发框架协议。截止2015年底公司已投产海上风电项目装机容量共达496MW，已核准项目1,100MW，在能源局的《全国海上风电开发建设方案》中，公司共列入项目9个，达到2,049MW，占总量比为19%；其中700MW将于2016年开工建设，预计将于2017年投产其中500MW，未来三年预计将每年投产500-700MW海上风电项目。技术开发方面，公司的振华2号800吨自升式海上风电施工平台已于2014年6月交付，是国内第一艘齿轮齿条式海上风电安装船，同时具备打桩、吊装能力，是国内起重能力最强、适用海域最广、抬升系统最先进、功能最全面的海上风电专业施工平台；另外，公司2015年4月完成了国家课题《海上风电场运维技术及装备设计》的结题验收，公司的海上风电运维船填补了国内技术空白。

我们认为，龙源电力将继续引领中国海上风电的发展潮流，开启中国海上风电发展的新蓝海，未来数年内海上风电项目的发展将为公司打开新的增长空间。

3.4、项目分布逐步优化提振利用小时数和平均上网电价

在 2013 年之前中国风电高速发展时期，公司在内蒙古、东北三省、甘肃和新疆

项目分布比重较大, 2013 年末的装机分布来看, 以上四个地区的风电项目装机分别占到了 19.2%、20.9%、8.7%和 9.2%, 总占比达到 58%。但随后在上述地区出现了较为严重的弃风限电现象影响了公司的效益。从 2013 年起, 公司已经开始主动调整战略, 注重开发南方以及海上非限电区域项目, 上述限电区域的装机占比亦逐年下降。从表 12 中可以看到, **截止 2015 年底, 公司在内蒙古、东北三省、甘肃和新疆的装机占比已经分别下降至 16.4%、17%、8.2%和 8.8%, 合计占比下降至 50.4%。**

公司的陆上风电项目截止 2015 年底已核准容量 7.2GW 中, 有 3.85GW 位于四类风区, 在 2016-2018 年间开工建设即不会降低上网电价; 有 70%位于非限电区域(指除内蒙古、吉林、黑龙江、辽宁、甘肃、新疆以及河北张家口以外的地区)。公司截止 2015 年底已核准加上列入国家计划但未核准的风电项目容量约 9.6GW, 其中位于非限电区域的容量占比为 77%。因此预计公司未来非限电区域的装机占比将进一步上升, 项目分布将进一步优化。

表 12、公司近三年风电项目分布逐渐优化

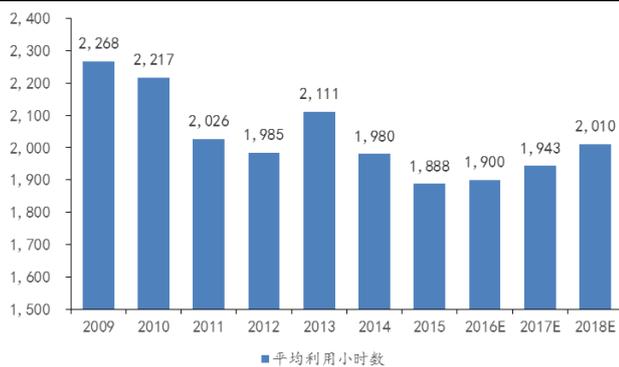
地区	2013			2014			2015		
	装机容量 (MW)	利用小时数	装机占比	装机容量 (MW)	利用小时数	装机占比	装机容量 (MW)	利用小时数	装机占比
黑龙江	1136.9	2,079	9.5%	1186.4	1,929	8.8%	1234.7	1,706	7.8%
吉林	348.9	1,596	2.9%	447.9	1,333	3.3%	447.9	1,242	2.8%
辽宁	1003.2	1,742	8.4%	1003.2	1,660	7.4%	1003.2	1,789	6.4%
内蒙古	2,285.1	2,135	19.2%	2,384.1	2,017	17.6%	2,585.8	1,920	16.4%
江苏	1,056.8	2,266	8.9%	1,243.5	2,264	9.2%	1,678.2	2,185	10.6%
浙江	137.6	1,890	1.2%	163.1	1,670	1.2%	227.9	1,595	1.4%
福建	506.1	2,970	4.2%	506.1	2,643	3.7%	522.1	2,903	3.3%
海南	99.0	1,659	0.8%	99.0	1,346	0.7%	99.0	1,390	0.6%
甘肃	1,039.3	1,797	8.7%	1,139.8	1,608	8.4%	1,289.8	1,250	8.2%
新疆	1,090.8	2,502	9.2%	1,291.8	2,101	9.5%	1,391.3	1,730	8.8%
河北	971.1	2,271	8.2%	1,070.1	2,083	7.9%	1,170.1	1,954	7.4%
云南	528.0	2,253	4.4%	570.0	2,454	4.2%	619.5	2,624	3.9%
安徽	396.0	2,103	3.3%	538.6	2,026	4.0%	588.1	2,040	3.7%
山东	99.0	1,185	0.8%	244.8	2,179	1.8%	338.8	2,061	2.1%
天津	132.0	2,150	1.1%	132.0	1,945	1.0%	132.0	2,083	0.8%
山西	399.0	2,034	3.4%	547.5	1,855	4.0%	646.5	1,724	4.1%
宁夏	277.7	1,847	2.3%	277.7	1,621	2.1%	724.7	1,643	4.6%
贵州	247.5	2,264	2.1%	343.0	2,105	2.5%	538.0	2,050	3.4%
陕西	148.5		1.2%	198.0	2,061	1.5%	198.0	2,143	1.3%
西藏	7.5		0.1%	7.5	1,833	0.1%	7.5	1,856	0.0%
重庆				49.5	1,820	0.4%	149.5	1,884	0.9%
上海							47.5	2,021	0.3%
广东							25.7	1,334	0.2%
加拿大				99.1		0.7%	99.1	2,749	0.6%
合计	11,910.0	2,111	100%	13,542.7	1,980	100%	15,764.9	1,888	100%

资料来源: 公司资料, 兴业证券研究所

逐步优化的项目分布对公司的积极正面影响体现在利用小时数和平均上网电价的逐步提升。公司过去数年风电利用小时数由于受到项目在“三北”弃风限电严重地区比例较大的影响, 利用小时数持续走低, 从 2,000 小时以上下降至 2015 年的 1,888 小时; 但从公司风电平均上网电价的逐步上升趋势中可以明显看出公司项目分布带来正面效益, 从 2010 年 0.57 元/度左右逐年增长至 2015 年底的 0.59

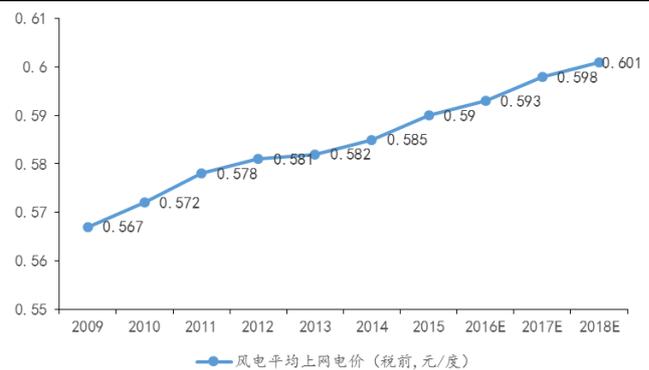
元/度，尤其考虑到风电标杆电价已经经过了一轮下调，此经营成果殊为不易。展望未来，我们认为公司作为行业龙头企业和海上风电的先驱，将充分受益于国家致力于缓解弃风限电的各项政策，包括特高压线路的逐步投产、对部分地区新增装机的指导、对于传统火电建设的限制等，同时受益于利用小时数和上网电价均显著较高的海上风电发展。根据我们对于政策的跟踪以及 2016 年迄今为止的风电利用状况数据的跟踪，我们预测公司 2016 年的风电利用小时数将小幅回升，并与随后两年内缓步上升，而平均上网电价则维持平稳上扬的趋势。

图 28、公司历年风电利用小时数和预测



资料来源：公司资料，兴业证券研究所预测

图 29、公司历年风电平均上网电价和预测



资料来源：公司资料，业证券研究所预测

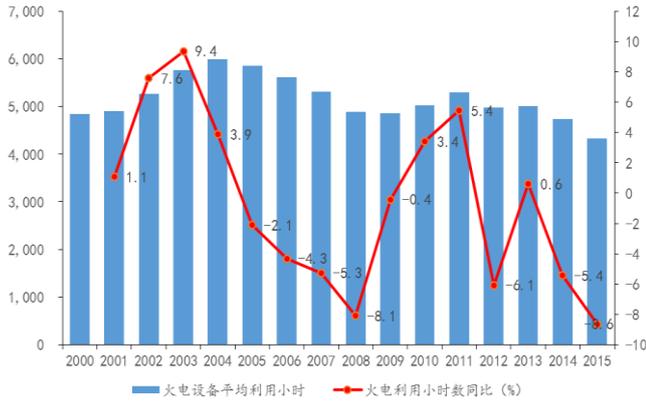
3.5、火电业务预计继续下滑

公司控股的火电发电业务包括两家公司：南通天生港热电有限公司（总装机容量 660MW）和江阴苏龙热电有限公司（装机容量 1,215MW），且公司的火电业务装机容量自上市以来维持不变。南通天生港热电有限公司是一家中外合资经营公司，公司直接或间接持有 31.94% 的股权，江阴苏龙发电有限公司亦属中外合资企业，共拥有 6 台火电机组，公司直接或间接共持有 27% 的股权。所以公司的火电权益装机容量亦始终维持约 539MW 不变。

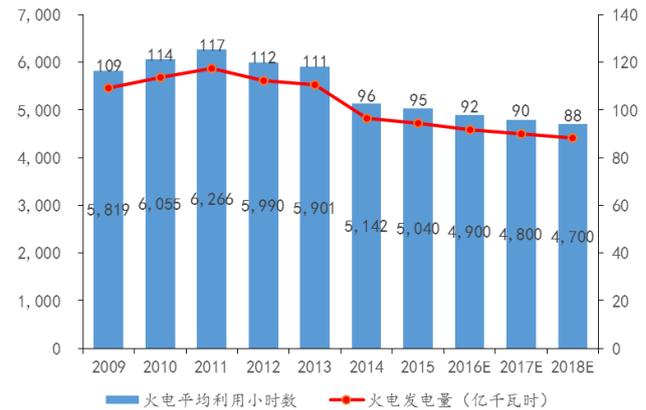
受累于全国电力过剩的局面，火电设备的利用小时数逐年下降，同时燃煤电价逐步下调。最新的江苏省燃煤标杆上网电价为 0.378 元/千瓦时（含税），而公司 2015 年火电平均上网电价为 0.419 元/千瓦时，我们预计未来江苏省的燃煤标杆电价将随同全国燃煤电价同步继续下调，预计 2016 年公司的火电标杆电价约为 0.389 元/千瓦小时左右，且未来不排除继续下调可能。利用小时数方面，公司 2015 年火电利用小时数为 5,040 小时，比全国平均值高 711 小时，但相比 2014 年的 5,142 小时则大幅下降 102 小时，我们预计未来火电业务利用小时数将持续下滑。基于以上判断，我们认为公司的火电发电量将继续下降，使该项业务收入将继续下滑。

图 30、火电发电设备平均利用小时数和趋势 (%)

图 31、公司火电利用小时数和发电量预测



资料来源：国家能源局，兴业证券研究所



资料来源：公司资料，兴业证券研究所预测

3.6、国电集团支持，其他可再生能源协同发展

公司的单一大股东中国国电集团是 2002 年中国电力改组后成立的五大发电集团之一，是原国家电力公司部分企事业单位基础上组建的大型国有企业。发展至今，国电集团已经成为包含电源、科技环保、煤炭以及金融四大产业的综合型企业，其中电源产业包括火力发电、水力发电、风电、光伏、生物质发电、潮汐发电以及地热发电等，科技环保产业包括节能环保以及风机制造等制造以及设计咨询类附属公司，煤炭产业主要包括煤炭开采、煤化工以及配套铁路运输等项目，金融产业主要由所属资本控股公司发展，已获得多项稀缺牌照，发起并设立了长江财产保险公司，成功投资了瑞银证券，并形成了集财务公司、财险、寿险、基金、保险经纪、商业银行等业务与一体的金融平台。截至 2015 年 12 月底，国电集团可控装机容量 1.35 亿千瓦，资产总额达到 7,840 亿元，产业遍布全国 31 个省、市、自治区；煤炭产量达到 6,218 万吨；风电装机近 2303 万千瓦，位居世界第一；以节能环保及装备制造为主的高科技产业在发电行业处于领先地位，累计承担国家科技支撑计划、863、973 等国家级科研项目 19 个，拥有专利 1654 项，被命名为国家“创新型企业”。

龙源电力作为国电集团新能源开发利用的主要平台，发展过程中尤其是上市以来获得了集团的有力支持。国电集团在数次会议中都明确提出要继续加大对龙源电力的投入，特别是支持龙源电力加快“走出去”步伐，推进海外项目稳定、有效益的发展。国电集团在项目资源和技术研发上都对龙源电力进行了持续的支持，项目资源上，国电集团与龙源电力签订了避免同业竞争协议及承诺，集团授予了公司购买集团保留业务以及任何新业务机会的优先购买权等，同时公司亦可以广泛利用集团在全国各地地方政府的资源进行业务开拓。

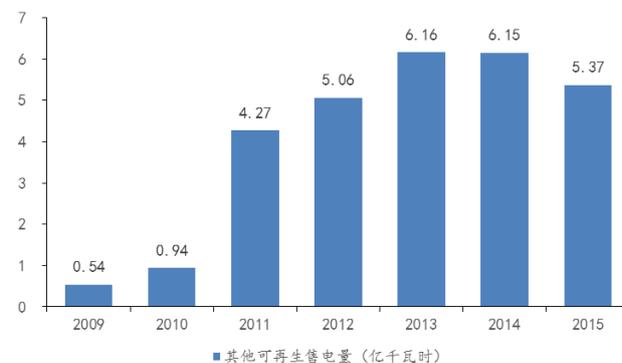
从公司领导组成来看，龙源电力的主要领导班子亦同时是国电集团的主要负责

人，其中国电集团董事长和党组书记乔保平先生亦是龙源电力的董事长；国电集团总经理助理李恩仪先生担任龙源电力执行董事兼总经理一职；国电集团党组成员、副总经理谢长军先生担任龙源电力的监事会主席。我们认为领导班子的安排也充分体现了集团对于龙源电力发展的重视与支持。

图 32、公司其他可再生能源装机容量增长情况



图 33、公司其他可再生能源售电量增长情况



资料来源：公司资料，兴业证券研究所

资料来源：公司资料，兴业证券研究所

在集团的强力支持下，公司不只是风电业务取得了快速的发展，其他可再生能源也取得了瞩目的成果，其他可再生能源装机容量从 2009 年的 29MW 已经增长至 2015 年的 310MW，售电量也从 0.54 亿千瓦时增长至 2015 年的 5.37 亿千瓦时。公司目前的可再生能源机组主要包括：光伏发电 189.7MW（位于新疆、甘肃、西藏、青海以及北京）、生物质发电 114MW（黑龙江 90MW，江苏 24MW）、潮汐发电 4.1MW（位于浙江）以及地热发电 2MW（位于西藏）。公司在经营战略中反复强调未来将继续开发集中式光伏电站形成规模效应，同时加大分布式光伏电站的开发力度，但生物质电力或将不再成为公司的重点业务，综合来看，预计公司的光伏装机容量将稳步持续上升，使得其他可再生能源发电量持续提升。

4、公司评级最优，融资成本全行业最低

由于公司优异的运营水平、稳健的财务水平以及强劲的股东支持，公司在行业评级中一直处于最优之列，使得公司的融资成本低于同行。2015 年 6 月，国际知名评级机构标准普尔公司对龙源电力进行了国际信用跟踪评级。基于公司领先的市场地位、优秀的财务状况、强大的资金运营能力以及稳健的发展前景，标准普尔最终将龙源电力的主体评级从 BBB+ 上调一级至 A-，**该评级是目前世界可比新能源上市公司最高评级**。同期另一家国际知名评级机构穆迪公司也将龙源电力的发行人评级从 Baa3 上调两级至 Baa1，评级展望为“稳定”。

我们认为该评级也凸显了公司良好的资信能力和偿债水平，可以帮助公司在境外

融资进一步降低融资成本。事实上，我们比较了公司与行业内可比公司目前未到期的公司债券利率水平，进行加权平均，可以得知公司的平均利率仅为 4.19%，而行业可比公司（以三家最有代表性的华能新能源、华电福新和华能国际电力为例）的平均利率为 5.4% 左右，远远超过龙源电力。

表 13、龙源电力企业债券发行利率情况

债券代码	债券简称	债券类型	息票品种	起息日	到期日	发行规模(百万)	币种	利率类型	利率说明
136173.SH	16龙源01	企债	付息	2016-01-21	2021-01-21	3,700	CNY	固定利率	3.28%
122064.SH	11龙源02	企债	付息	2011-01-21	2021-01-21	1,500	CNY	固定利率	5.04%
122057.SH	10龙源02	企债	付息	2010-12-10	2020-12-10	2,000	CNY	固定利率	5.05%
101551098.IB	15龙源电力MTN001	企债	付息	2015-11-25	2020-11-25	3,000	CNY	固定利率	4.44%
122484.SH	15龙源01	企债	付息	2015-09-28	2020-09-28	3,000	CNY	固定利率	3.75%
031652004.IB	16龙源电力PPN001	企债	付息	2016-03-17	2019-03-17	1,000	CNY	固定利率	3.25%
1080024.IB	10龙源债	企债	付息	2010-02-09	2017-02-09	1,600	CNY	固定利率	4.80%
122860.SH	10龙源债	企债	付息	2010-02-09	2017-02-09	1,600	CNY	固定利率	4.80%
合计						17,400		加权平均	4.19%

资料来源：公司资料，兴业证券研究所

表 14、三家可比上市公司企业债券发行利率情况

债券代码	债券简称	债券类型	息票品种	起息日	到期日	发行规模(百万)	币种	利率类型	利率说明
华能新能源 (958. HK)									
122199.SH	12能新02	企债	付息	2012-10-29	2017-10-29	860	CNY	固定利率	5.09%
031490657.IB	14华能新能PPN001	企债	付息	2014-07-31	2017-07-31	1,000	CNY	固定利率	5.65%
合计						1,860		加权平均	5.37%
华电福新 (816. HK)									
122248.SH	13福新02	企债	付息	2013-03-25	2023-03-25	1,000	CNY	固定利率	5.30%
101561007.IB	15福新能源MTN001	企债	付息	2015-04-23	2020-04-23	2,000	CNY	固定利率	5.75%
122247.SH	13福新01	企债	付息	2013-03-25	2018-03-25	1,000	CNY	固定利率	5%
合计						4,000		加权平均	5.45%
华能国际电力 (902. HK)									
031317001.IB	13华能PPN001	企债	付息	2013-06-05	2016-06-05	5,000	CNY	固定利率	4.82%
101454038.IB	14华能MTN001	企债	付息	2014-07-14	2019-07-14	4,000	CNY	固定利率	5.30%
031117001.IB	11华能PPN001	企债	付息	2011-11-07	2016-11-07	5,000	CNY	固定利率	5.74%
122008.SH	08华能G1	企债	付息	2008-05-08	2018-05-08	4,000	CNY	固定利率	5.20%
122004.SH	07华能G3	企债	付息	2007-12-25	2017-12-25	3,300	CNY	固定利率	5.90%
合计						21,300		加权平均	5.36%

资料来源：公司资料，兴业证券研究所整理

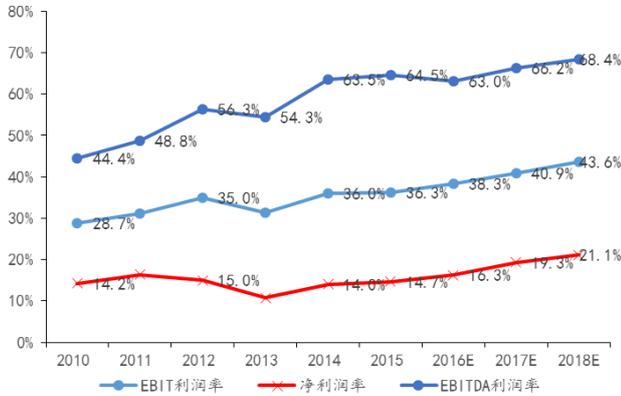
我们认为较低的融资成本是公司的核心竞争力之一，主要是因为公司处于负债率较高、重资产的行业，较低的融资成本可以减轻公司财务费用负担，进而提高 ROE。展望未来，我们认为公司将继续保持这一优势，维持行业内评级最优秀、融资成本最低的地位。

5、盈利能力持续提升，财务状况稳健

盈利能力方面分析，公司自上市以来 EBIT 利润率、EBITDA 利润率和净利率维持稳步提升趋势，2015 年分别为 36.3%、64.5% 和 14.7%，未来预计随着火电经营成本持续下降以及风电业务经营效率的提升，公司的 EBIT 利润率和净利率将继续稳步提升，显示公司的盈利能力良好，业绩持续提升可期。

ROE 和 ROA，随着风电以及火电在 2012-2013 年的行业低谷后，近几年来股东回报率和资产回报率持续稳定向上，2015 年 ROE 为 6.7%，预计这一数字将在未来三年逐步提升至 8% 以上。

图 34、盈利能力预测



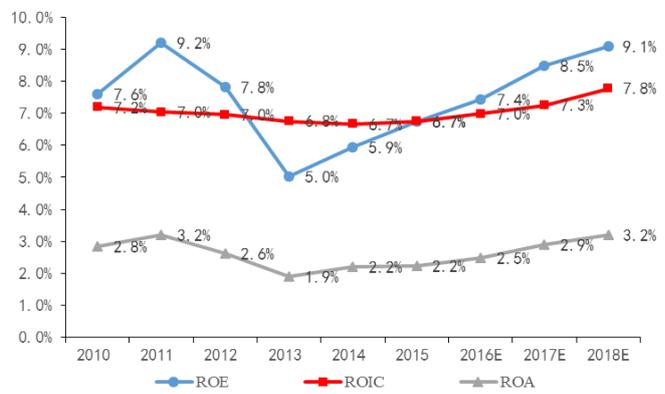
资料来源：公司资料，兴业证券研究所

图 36、资产负债率预测



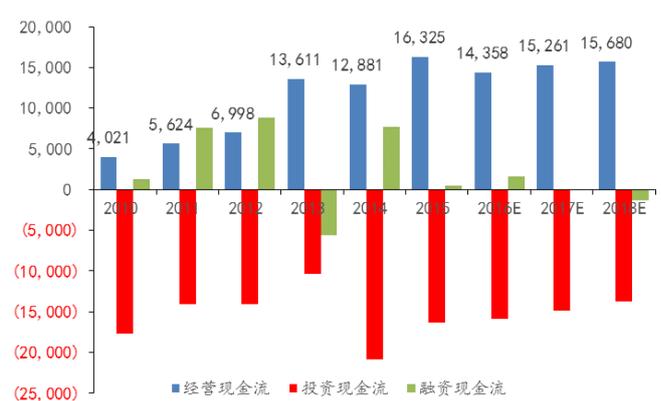
资料来源：公司资料，兴业证券研究所

图 35、ROE、ROA 和 ROIC 预测



资料来源：公司资料，兴业证券研究所

图 37、现金流（百万元人民币）预测



资料来源：公司资料，兴业证券研究所

资产负债率方面，公司过去数年一直维持在 60-70% 之间，未来预计随着成熟机组的增加以及新投产机组资本开支的减少，资产负债率有望稳中有降，维持在 65% 左右并微降。同时公司亦将受益于中国央行 2015 年持续的降息政策，融资成本将在 2016 年开始有效降低。另外，公司截止报告日外币负债总额约 11.8 亿美元，占比约为 10.3% 左右，人民币汇率变动对公司影响不大。

现金流方面，预计公司未来经营现金流将维持稳定在 150 亿元人民币左右并平稳增长；我们预计公司未来将不会出现大规模的融资性活动，经营性现金流预计基本可以满足公司未来的投资活动需要。

6、盈利预测与估值

6.1、公司收入预测

我们对龙源电力业务收入预测主要基于如下假设：

- (1) 预测公司 2016-2018 年风电新增装机容量分别为 1.6GW、1.9GW 以及 1.8GW；火电装机容量维持不变，为 1,875MW。
- (2) 风电平均利用小时数于 2016 年企稳并与随后两年稳步回升，主要是能源局对于解决限电的一系列行政措施的积极效果以及 2017-2018 年特高压输电线路的陆续投产。
- (3) 煤炭销售业务受累于煤价持续低迷以及下游火电市场的萎缩，持续下降。
- (4) 其他业务蒸汽销售、风电特许项目建设收入和电力设备销售保持平稳增长。

表 15、公司各分部收入（单位：百万元人民币）以及核心运营数据预测

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016E	2017E	2018E
营业总收入	14,213	16,159	17,288	19,123	18,228	19,649	21,157	22,862	25,161
增长率	45.87%	13.70%	6.99%	10.61%	-4.68%	7.79%	7.68%	8.06%	10.05%
售电收入	8,544	10,270	12,404	14,686	14,934	15,856	17,400	19,124	21,429
增长率	32.13%	20.20%	20.78%	18.39%	1.69%	6.17%	9.74%	9.91%	12.05%
煤炭销售	3,276	4,109	3,395	3,010	2,388	2,269	2,156	2,048	1,946
增长率	98.79%	25.44%	-17.37%	-11.36%	-20.65%	-4.97%	-5.00%	-5.00%	-5.00%
其他收入	2,393	1,780	1,489	1,427	906	1,523	1,601	1,690	1,786
风电装机容量 (MW)	6,556	8,598	10,544	11,910	13,543	15,765	17,365	19,265	21,065
风电平均利用小时数	2,217	2,026	1,985	2,111	1,980	1,888	1,900	1,943	2,010
风电发电量 (亿度)	100.94	133.55	168.20	219.29	230.88	257.09	301.06	339.25	389.04
平均上网电价 (税前, 元/度)	0.572	0.578	0.581	0.582	0.585	0.590	0.593	0.598	0.601
火电装机容量 (MW)	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875
火电平均利用小时数	6,055	6,266	5,990	5,901	5,142	5,040	4,900	4,800	4,700
火电发电量 (亿度)	113.53	117.49	112.32	110.65	96.41	94.50	91.88	90.00	88.13
平均上网电价 (税前, 元/度)	0.423	0.433	0.452	0.448	0.439	0.419	0.389	0.370	0.350

资料来源：公司资料，兴业证券研究所预测

6.2、经营费用及利润表预测

我们对综合利润表的预测主要基于以下假设：

- (1) 公司员工成本和管理费用占营业收入比例保持平稳，基本不变；经营利润率逐年提升，主要是火电业务的经营利润率提升。
- (2) 随着公司负债增加，公司的财务费用逐年递增，但公司亦受益于 2015 年中

国央行的屡次降息。所得税随业务增长而增长，税率保持稳定微升。

(3) 港币汇率假设：1 人民币元=1.19 港元。

表 16、利润预测表

(百万元)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016E	2017E	2018E
营业收入	14,213	16,159	17,288	19,123	18,228	19,649	21,157	22,862	25,161
增长率	45.9%	13.7%	7.0%	10.6%	-4.7%	7.8%	7.7%	8.1%	10.1%
其它收入	986	1,271	1,296	432	437	447	485	516	554
员工薪酬	(662)	(769)	(925)	(1,115)	(1,228)	(1,419)	(1,481)	(1,600)	(1,761)
占销售收入比	4.66%	4.8%	5.35%	5.8%	6.74%	7.2%	7.00%	7.0%	7.00%
管理费用	(219)	(294)	(402)	(396)	(378)	(370)	(423)	(457)	(503)
占销售收入比	1.5%	1.8%	2.3%	2.1%	2.1%	1.9%	2.0%	2.0%	2.0%
其它开支	(305)	(338)	(390)	(980)	(478)	(583)	(680)	(581)	(615)
经营利润	4,081	5,036	6,045	6,000	6,561	7,125	8,111	9,351	10,960
增长率	42.8%	23.4%	20.0%	-0.7%	9.3%	8.6%	13.8%	15.3%	17.2%
营业利润率	28.7%	31.2%	35.0%	31.4%	36.0%	36.3%	38.3%	40.9%	43.6%
财务费用(净额)	(1,098)	(1,487)	(2,518)	(2,531)	(2,960)	(3,025)	(3,001)	(3,142)	(3,372)
税前利润	3,211	3,609	3,667	3,529	4,055	4,676	5,625	6,753	8,118
增长率	65.2%	12.4%	1.6%	-3.8%	14.9%	15.3%	20.3%	20.1%	20.2%
所得税	(441)	(305)	(342)	(561)	(510)	(600)	(709)	(858)	(1,039)
实际税率	13.7%	8.4%	9.3%	15.9%	12.6%	12.8%	12.6%	12.7%	12.8%
股东应占溢利	2,019	2,638	2,593	2,049	2,555	2,881	3,441	4,421	5,310
增长率	125.8%	30.7%	-1.7%	-21.0%	24.6%	12.8%	19.5%	28.5%	20.1%
基本每股收益(元)	0.270	0.345	0.347	0.255	0.318	0.358	0.428	0.550	0.661

资料来源：公司资料，兴业证券研究所预测

综合以上分析，我们预测龙源电力的经营业绩稳步提升，2016-2018 年可实现股东净利润 34.41 亿、44.21 亿和 53.1 亿元人民币，对应每股基本收益(EPS)分别为 0.428、0.55 和 0.661 元(折合港币 0.51、0.655 和 0.786 港元)。

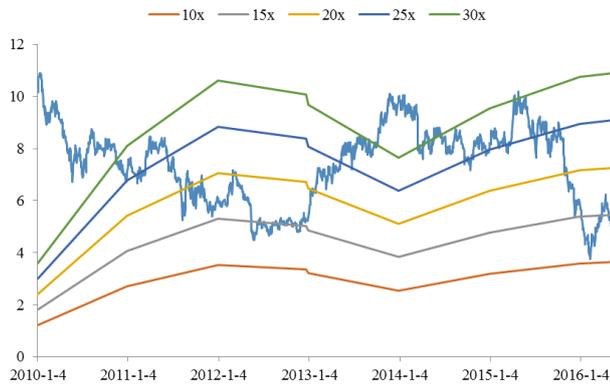
6.3、目标价

龙源电力是全球和中国最大的风电运营公司，也是海上风电开发的领航者，将继续受益于中国风电行业的发展，未来公司将积极开发海上风电，同时致力于提高风电运营效率，促使公司业绩稳步提升。

我们预测 2016-2018 年公司营业收入分别为 212 亿、229 亿、252 亿元人民币；股东净利润分别为 34.41 亿、44.21 亿和 53.1 亿元人民币。我们采用 P/E、P/B 相对估值法对龙源电力进行估值，参考新能源发电行业平均估值等多方面因素，给予龙源电力未来 12 个月内 6.95 港元的目标价。

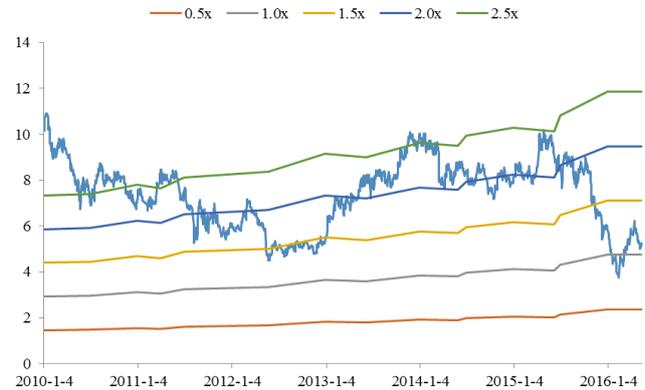
目标价约相当于 2016-2018 年 PE 为 13.6、10.6、8.8 倍，目标价较现价 5.25 港元约有 32% 的上升空间，故首次给予其“买入”投资评级。

图 38、龙源电力历史 PE Band



资料来源: iFind, 兴业证券研究所

图 39、龙源电力历史 PB Band



资料来源: iFind, 兴业证券研究所

6.4、行业可比公司估值比较

表 17、同类公司估值比较

港股新能源发电企业		HKD		ROE	PB	EPS(HKD)			PE		
Code	公司名称	股价	市值(亿)	2015	2015	2016E	2017E	2018E	2016E	2017E	2018E
916.HK	龙源电力	5.25	420	10.2%	0.84	0.51	0.65	0.79	10.30	8.02	6.68
958.HK	华能新能源	2.31	225	11.0%	1.06	0.24	0.29	0.34	9.63	7.97	6.79
1798.HK	大唐新能源	0.78	57	0.4%	0.50	0.05	0.07	0.09	15.60	11.14	8.67
1811.HK	中广核新能源	1.11	48	14.3%	1.25	0.03	0.03	0.03	42.69	37.00	33.64
1816.HK	中广核电力	2.46	1,118	12.3%	1.95	0.16	0.18	0.19	15.38	13.67	12.95
816.HK	华电福新	1.68	141	2.7%	0.69	0.27	0.32	0.34	6.22	5.25	4.94
579.HK	京能清洁能源	2.45	168	14.4%	1.13	0.32	0.37	0.40	7.66	6.62	6.13
平均				9.2%	1.10				10.90	8.93	7.89
港股传统电力企业		HKD		ROE	PB	EPS(HKD)			PE		
Code	公司名称	股价	市值(亿)	2015	2015	2016E	2017E	2018E	2016E	2017E	2018E
1071.HK	华电国际	3.86	573	19.4%	1.19	0.68	0.63	0.61	5.68	6.13	6.33
2380.HK	中国电力	3.32	244	16.9%	0.94	0.46	0.44	0.42	7.22	7.55	7.90
902.HK	华能国际	5.44	1,179	4.7%	1.05	0.85	0.84	0.81	6.40	6.48	6.72
836.HK	华润电力	12.76	613	14.2%	0.97	2.33	2.25	2.20	5.48	5.67	5.80
平均				13.8%	1.04				6.19	6.45	6.69

资料来源: Wind, 兴业证券研究所预测

7、风险因素

- 公司新增风电项目投产不达预期。
- 市场风险
 - 弃风限电加重或改善状况不及预期。
 - 海上风电发展不及预期。
- 系统风险
 - 宏观经济下滑, 电力需求下降。
 - 全国火电机组淘汰进度和幅度不及预期, 电力市场竞争加剧。

投资评级说明

行业评级 报告发布日后的 12 个月内行业股票指数的涨跌幅度相对同期恒生指数的涨跌幅为基准,投资建议的评级标准为:

- 推 荐: 相对表现优于市场;
中 性: 相对表现与市场持平
回 避: 相对表现弱于市场

公司评级 报告发布日后的 12 个月内公司的涨跌幅度相对同期恒生指数的涨跌幅为基准,投资建议的评级标准为:

- 买 入: 相对大盘涨幅大于 15% ;
增 持: 相对大盘涨幅在 5% ~ 15%之间
中 性: 相对大盘涨幅在-5% ~ 5%;
减 持: 相对大盘涨幅小于-5%

机构销售经理联系方式

机构销售经理联系方式					
机构销售负责人			邓亚萍	021-38565916	dengyp@xyzq.com.cn
上海地区销售经理					
姓名	办公电话	邮箱	姓名	办公电话	邮箱
罗龙飞	021-38565795	luolf@xyzq.com.cn	盛英君	021-38565938	shengyj@xyzq.com.cn
杨忱	021-38565915	yangchen@xyzq.com.cn	王政	021-38565966	wangz@xyzq.com.cn
冯诚	021-38565411	fengcheng@xyzq.com.cn	王溪	021-20370618	wangxi@xyzq.com.cn
顾超	021-20370627	guchao@xyzq.com.cn	李远帆	021-20370716	liyuanfan@xyzq.com.cn
胡岩	021-38565982	huyan@xyzq.com.cn	王立维	021-38565451	wanglw@xyzq.com.cn
地址: 上海市浦东新区民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 20 层 (200135) 传真: 021-38565955					
北京地区销售经理					
姓名	办公电话	邮箱	姓名	办公电话	邮箱
朱圣诞	010-66290197	zhusd@xyzq.com.cn	郑小平	010-66290223	zhengxiaoping@xyzq.com.cn
肖霞	010-66290195	xiaoxia@xyzq.com.cn	陈杨	010-66290197	chenyang@xyzq.com.cn
刘晓浏	010-66290220	liuxiaoliu@xyzq.com.cn	吴磊	010-66290190	wulei@xyzq.com.cn
何嘉	010-66290195	hejia@xyzq.com.cn			
地址: 北京西城区锦什坊街 35 号北楼 601-605 (100033) 传真: 010-66290220					
深圳地区销售经理					
姓名	办公电话	邮箱	姓名	办公电话	邮箱
朱元戩	0755-82796036	zhuyy@xyzq.com.cn	李昇	0755-82790526	lisheng@xyzq.com.cn
杨剑	0755-82797217	yangjian@xyzq.com.cn	邵景丽	0755-23836027	shaojingli@xyzq.com.cn
王维宇	0755-23826029	wangweiyu@xyzq.com.cn			
地址: 福田区中心四路一号嘉里建设广场第一座 701 (518035) 传真: 0755-23826017					
海外销售经理					
姓名	办公电话	邮箱	姓名	办公电话	邮箱
刘易容	021-38565452	liuyirong@xyzq.com.cn	徐皓	021-38565450	xuhao@xyzq.com.cn
张珍岚	021-20370633	zhangzhenlan@xyzq.com.cn	陈志云	021-38565439	chanchiwan@xyzq.com.cn
曾雅琪	021-38565451	zengyayi@xyzq.com.cn	申胜雄		shensx@xyzq.com.cn
赵新莉	021-38565922	zhaoxinli@xyzq.com.cn			
地址: 上海市浦东新区民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 20 层 (200135) 传真: 021-38565955					
私募及企业客户负责人			刘俊文	021-38565559	liujw@xyzq.com.cn
私募销售经理					
姓名	办公电话	邮箱	姓名	办公电话	邮箱
徐瑞	021-38565811	xur@xyzq.com.cn	杨雪婷	021-20370777	yangxueting@xyzq.com.cn
唐恰	021-38565470	tangqia@xyzq.com.cn	韩立峰	021-38565840	hanlf@xyzq.com.cn
地址: 上海市浦东新区民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 20 层 (200135) 传真: 021-38565955					

香港及海外市场

机构销售负责人					
		丁先树	18688759155	dingxs@xyzq.com.hk	
姓名	办公电话	邮箱	姓名	办公电话	邮箱
郑梁燕	18565641066	zhengly@xyzq.com.hk	阳焜	18682559054	yanghan@xyzq.com.hk
王子良	18616630806	wangzli@xyzq.com.hk	周围	13926557415	zhouwei@xyzq.com.hk
孙博轶	13902946007	sunby@xyzq.com.hk			
地址: 香港中环德辅道中 199 号无限极广场 32 楼 3201 室 传真: (852)3509-5900					

【信息披露】

兴业证券股份有限公司(“本公司”) 在知晓的范围内履行信息披露义务。客户可登录 www.xyzq.com.cn 内幕交易防控栏内查询静默期安排和关联公司持股情况。

【分析师声明】

本人具有相关监管机构所须之牌照。本人确认已合乎监管机构之相关合规要求, 并以勤勉的职业态度, 独立、客观地出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。本人不曾因, 不因, 也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

【法律声明】

本报告由兴业证券股份有限公司(已具备证券投资咨询业务资格)制作。

本报告由受香港证监会监察的兴证国际证券有限公司(香港证监会中央编号: AYE823)于香港提供。香港的投资者若有任何关于本报告的问题请直接联系兴证国际证券有限公司的销售交易代表。

本报告将依据其他国家或地区的法律法规和监管要求于该国家或地区提供本报告。

本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。客户应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通, 需以本公司 <http://www.xyzq.com.cn> 网站刊载的完整报告为准, 本公司接受客户的后续问询。

本公司的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。

本公司的资产管理部、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告并非针对或意图发送予或为任何就发送、发布、可得到或使用此报告而使本公司违反当地的法律或法规或可致使本公司受制于相关法律或法规的任何地区、国家或其他管辖区域的公民或居民, 包括但不限于美国及美国公民(1934年美国《证券交易所》第15a-6条例定义为本「主要美国机构投资者」除外)。

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本公司网站以外的资料, 本公司未有参阅有关网站, 也不对它们的内容负责。提供这些地址或超级链接的目的, 纯粹为了收件人的方便及参考, 连结网站的内容不构成本报告的任何部份。收件人须承担浏览这些网站的风险。

本公司系列报告的信息均来源于公开资料, 本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证, 也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。本公司已力求报告内容的客观、公正, 但文中的观点、结论和建议仅供参考, 报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价, 投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

在法律许可的情况下, 兴业证券股份有限公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券头寸并进行交易, 也可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。因此, 投资者应当考虑到兴业证券股份有限公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。

若本报告的接收人非本公司的客户, 应在基于本报告作出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示, 否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权, 本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品, 或再次分发给任何其他人, 或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。未经授权的转载, 本公司不承担任何转载责任。