

跟 踪 评 级 公 告

联合[2016] 013 号

联合资信评估有限公司通过跟踪评级,确定华能新能源股份有限公司主体长期信用等级为AAA,评级展望为稳定,并维持“15华能新能CP003” A-1的信用等级。

特此公告。

联合资信评估有限公司
二零一六年一月二十一日



地址:北京市朝阳区建国门外大街2号中国人保财险大厦17层(100022)

电话:010-85679696

传真:010-85679228

<http://www.lhratings.com>

华能新能源股份有限公司跟踪评级报告

主体长期信用

跟踪评级结果: AAA 评级展望: 稳定

上次评级结果: AAA 评级展望: 稳定

债项信用

名称	额度	存续期	跟踪评级结果	上次评级结果
15 华能新能 CP003	10 亿元	2015/07/21~ 2016/07/21	A-1	A-1

跟踪评级时间: 2016 年 1 月 21 日

财务数据

项目	2012 年	2013 年	2014 年	15 年 9 月
现金类资产(亿元)	56.84	64.47	78.72	51.00
资产总额(亿元)	506.14	564.20	704.19	734.78
所有者权益(亿元)	126.91	146.49	167.84	179.20
短期债务(亿元)	92.74	124.92	186.52	185.16
全部债务(亿元)	335.36	369.81	482.63	494.15
营业收入(亿元)	40.54	58.27	62.15	53.53
利润总额(亿元)	6.32	9.78	11.79	13.76
EBITDA(亿元)	38.70	47.76	55.89	--
经营性净现金流(亿元)	31.13	59.18	61.25	56.25
营业利润率(%)	54.93	54.83	56.93	56.17
净资产收益率(%)	4.75	6.22	6.52	--
资产负债率(%)	74.93	74.04	76.17	75.61
全部债务资本化比率(%)	72.55	71.63	74.20	73.39
流动比率(%)	80.91	60.90	50.14	35.14
全部债务/EBITDA(倍)	8.67	7.74	8.64	--
EBITDA 利息倍数(倍)	1.87	2.37	2.32	--

经营现金流动负债比(%) 26.39 36.96 27.57 --
注: 1. 部分长期应付款调至长期债务, 计入其他流动负债的短期融资券调至短期债务;

2. 2015 年 1~9 月份财务数据未经审计。

分析

程晨 李嘉

lianhe@lhratings.com

电话: 010-85679696

传真: 010-85679228

地址: 北京市朝阳区建国门外大街 2 号

中国人保财险大厦 17 层 (100022)

Http: //www.lhratings.com

评级观点

跟踪期内, 华能新能源股份有限公司(以下简称“公司”)风电装机容量和发电量持续提升, 风电布局逐步优化, 公司收入和利润规模稳步增长, 经营获现能力强。同时, 联合资信评估有限公司(以下简称“联合资信”)也关注到风电并网限制、公司债务负担重及未来资本支出压力大等因素可能给公司经营及信用水平带来的不利影响。

公司所属风电行业受政策鼓励和扶持, 行业发展前景广阔, 控股股东中国华能集团公司(以下简称“华能集团”)对公司的支持力度较大。公司不断优化装机布局, 未来随着在建及规划建设的风电项目投入运营, 公司装机规模和收入规模有望继续保持增长, 综合实力将进一步增强。

综合考虑, 联合资信维持公司的主体长期信用等级为 AAA, 评级展望为稳定, 并维持“15 华能新能 CP003” A-1 的信用等级。

优势

1. 公司是华能集团新能源业务的主要载体, 装机规模较大, 市场占有率较高。
2. 公司在建及规划建设的风力发电项目较多, 项目储备丰富, 具有持续发展能力。
3. 跟踪期内, 公司风电装机容量和发电量持续提升并大力发展光伏发电, 风电布局逐步优化, 公司收入规模稳步增长。
4. 公司现金类资产和经营现金流对存续期内债券保障能力强。

关注

1. 风电并网及外送是制约风电行业发展的重要瓶颈, 尚未得到有效解决。
2. 跟踪期内, 公司债务规模增长较快, 债务负担较重。
3. 跟踪期内, 公司在建项目投资规模大, 未

来仍存在一定资本支出压力。

信用评级报告声明

一、除因本次评级事项联合资信评估有限公司（联合资信）与华能新能源股份有限公司构成委托关系外，联合资信、评级人员与华能新能源股份有限公司不存在任何影响评级行为独立、客观、公正的关联关系。

二、联合资信与评级人员履行了实地调查和诚信义务，有充分理由保证所出具的评级报告遵循了真实、客观、公正的原则。

三、本信用评级报告的评级结论是联合资信依据合理的内部信用评级标准和程序做出的独立判断，未因华能新能源股份有限公司和其他任何组织或个人的不当影响改变评级意见。

四、本信用评级报告用于相关决策参考，并非是某种决策的结论、建议等。

五、本信用评级报告中引用的企业相关资料主要由华能新能源股份有限公司提供，联合资信不保证引用资料的真实性及完整性。

六、本跟踪评级结果自发布之日起至“15 华能新能 CP003”到期日有效；根据后续评级的结论，在有效期内信用等级有可能发生变化。

一、跟踪评级原因

根据有关要求，按照联合资信评估有限公司关于华能新能源股份有限公司“15 华能新能 CP003”的跟踪评级安排进行本次定期跟踪评级。

二、企业基本情况

华能新能源股份有限公司（以下简称“公司”）是由原华能新能源产业控股有限公司（以下简称“新能源产业”）经重组改制设立的股份有限公司。新能源产业是在北京注册成立的有限责任公司，是华能集团下属的全资子公司，原名为华能新能源环保产业控股有限公司，2004 年 12 月更名为华能新能源产业控股有限公司。根据国务院国资委于 2010 年 8 月 4 日作出的《关于设立华能新能源股份有限公司的批复》（国资改革[2010]818 号），由华能集团及华能资本服务有限公司（以下简称“华能资本”）作为联合发起人发起设立公司，总股本 58 亿股，每股面值为人民币 1.00 元。华能集团以其持有的华能新能源产业控股有限公司于 2009 年 12 月 31 日经评估的净资产人民币 3627603544.52 元以及现金人民币 1882396455.48 元作为出资，按 100%的折股比例折合为股本 551000 万股，华能资本以现金人民币 29000 万元出资，按 100%的折股比例折合为股本 29000 万股。华能集团及华能资本所持有的股份分别占总股本的 95%和 5%。

经中国证监会《关于核准华能新能源股份有限公司发行境外上市外资股的批复》（证监许可[2010]1558 号文）批准，公司于 2011 年 6 月 2 日在香港联合交易所每股港币 2.50 元发行 H 股 2485710000.00 股，每股面值人民币 1.00 元，并于 2011 年 6 月 10 日在香港联合交易所上市。2011 年 7 月 7 日，公司部分行使超额配售权，以每股港币 2.50 元发售 H 股 161188000.00 股，每股面值人民币 1.00 元。完成境外首次公开发行后，公司股本增加至人民币 8446898000 元。2013 年 10 月 21 日，

公司经中国证券监督管理委员会《关于核准华能新能源股份有限公司增发境外上市外资股的批复》（证监许可[2013]1277 号文）批准，以每股港币 2.71 元配发 H 股 582317360.00 股，每股面值人民币 1.00 元。完成配售后，公司股本增加至人民币 9029215360 元。2014 年 12 月 16 日，公司经中国证券监督管理委员会《关于核准华能新能源股份有限公司增发境外上市外资股的批复》（证监许可[2014]1162 号文）批准，以每股港币 2.50 元配发 H 股 698780832 股，每股面值为人民币 1.00 元。完成配售后，公司股本增加至人民币 9727996192 元。截至 2015 年 9 月底，公司总股本为 9727996192 股，华能集团直接持有公司总股本的 54.06%，并通过全资子公司华能资本服务有限公司间接持股，合计持有公司总股本的 56.90%，为公司的控股股东（见附件 1）。华能集团由国务院国有资产监督管理委员会全资设立，因此公司实际控制人为国务院国有资产监督管理委员会。

公司总经理班子设立 16 个职能部门：企法部、安全监督与生产技术管理部、综合计划部、市场营销部、基本建设部、项目开发部、财务部、商务部、科技部、审计部、监察部、证券部（董事会办公室）、股权部、思想政治工作部、人力资源部以及总经理工作部。

截至 2014 年底，公司（合并）资产总额为 704.19 亿元，所有者权益合计为 167.84 亿元（其中少数股东权益 7.80 亿元）。2014 年，公司实现营业收入 62.15 亿元，利润总额 11.79 亿元。

截至 2015 年 9 月底，公司（合并）资产总额为 734.78 亿元，所有者权益合计为 179.20 亿元（其中少数股东权益 8.32 亿元）。2015 年 1~9 月，公司实现营业收入 53.53 亿元，利润总额 13.76 亿元。

公司注册地址：北京市海淀区复兴路甲 23 号 10、11 层；法定代表人：曹培玺。

三、宏观经济和政策环境

2014 年，中国国民经济在新常态下保持平稳运行，呈现出增长平稳、结构优化、质量提升、民生改善的良好态势。初步核算，全年国内生产总值 636463 亿元，按可比价格计算，比上年增长 7.4%。增长平稳主要表现为，在实现 7.4% 的增长率的同时还实现城镇新增就业 1322 万，调查失业率稳定在 5.1% 左右，居民消费价格上涨 2%。结构优化主要表现为服务业比重继续提升；以移动互联网为主要内容的新产业、新技术、新业态、新模式、新产品不断涌现，中国经济向中高端迈进的势头明显；最终消费的比重提升，区域结构及收入结构继续改善。质量提升主要表现为全年劳动生产率提升、单位 GDP 的能耗下降。民生改善主要表现为全国居民人均可支配收入扣除物价实际增长 8%，城镇居民人均可支配收入实际增长 6.8%，农村居民人均可支配收入实际增长 9.2%。

从消费、投资和进出口情况看，2014 年，市场销售稳定增长，固定资产投资增速放缓，进出口增速回落。社会消费品零售总额 262394 亿元，比上年名义增长 12.0%（扣除价格因素实际增长 10.9%）。固定资产投资（不含农户）502005 亿元，比上年名义增长 15.7%（扣除价格因素实际增长 15.1%）。全年进出口总额 264335 亿元人民币，比上年增长 2.3%。

2014 年，中国继续实施积极的财政政策。全国一般公共预算收入 140350 亿元，比上年增加 11140 亿元，增长 8.6%。其中，中央一般公共预算收入 64490 亿元，比上年增加 4292 亿元，增长 7.1%；地方一般公共预算收入（本级）75860 亿元，比上年增加 6849 亿元，增长 9.9%。一般公共预算收入中的税收收入 119158 亿元，同比增长 7.8%。全国一般公共预算支出 151662 亿元，比上年增加 11449 亿元，增长 8.2%。其中，中央本级支出 22570 亿元，比上年增加 2098 亿元，增长 10.2%；地方财政支出 129092 亿元，比上年增加 9351 亿元，增长 7.8%。

2014 年，中国人民银行继续实施稳健的货币政策，综合运用公开市场操作、短期流动性调节工具（SLO）、常备借贷便利（SLF）等货币政策工具，创设中期借贷便利（MLF）和抵押补充贷款工具（PSL）；非对称下调存贷款基准利率；两次实施定向降准。稳健货币政策的实施，使得货币信贷和社会融资平稳增长，贷款结构继续改善，企业融资成本高问题得到一定程度缓解。2014 年末，广义货币供应量 M_2 余额同比增长 12.2%；人民币贷款余额同比增长 13.6%，比年初增加 9.78 万亿元，同比多增 8900 亿元；全年社会融资规模为 16.46 万亿元；12 月份非金融企业及其他部门贷款加权平均利率为 6.77%，比年初下降 0.42 个百分点。

2015 年，中国经济下行压力依然较大，是全面深化改革的关键之年，稳增长为 2015 年经济工作首要任务，将重点实施“一带一路”、京津冀协同发展、长江经济带三大战略。三大战略的推进势必拓展中国经济发展的战略空间，并将带动基础设施建设等投资，从而对经济稳定增长起到支撑作用。

四、行业分析

公司收入来源主要来自风电板块，该行业的整体经营环境和发展趋势直接影响到公司的经营状况。

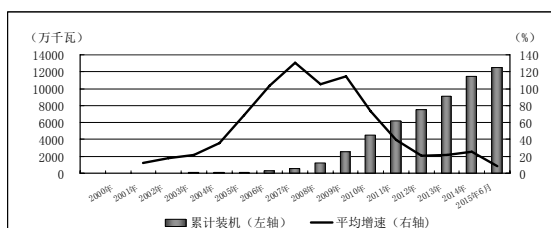
1. 行业概况

中国陆地风能资源丰富，根据第四次全国风能资源详查和评价工作的有关成果，在适度剔除一些不适合风电开发的区域后，中国陆上 70 米高度风功率密度 ≥ 300 瓦/平方米的区域风能资源技术可开发量约为 26 亿千瓦。海上风能方面，根据中国气象局详查初步成果，在中国 5 到 25 米水深的海域内、50 米高度风电可装机容量约 2 亿千瓦，5 到 50 米水深、70 米高度风电可装机容量约 5 亿千瓦。截至 2014 年底，根据中国风能协会统计，中国风电装机

规模为 1.15 亿千瓦；按上述数据测算，已并网风能占中国可开发总量的 3.48%。中国风能具有很大的开发空间。

进入 21 世纪以来，随着中国节能减排压力的凸显，国家出台各项政策鼓励可再生能源发电；在非水电可再生能源发电中，风力风电以其技术相对成熟、成本相对低廉的优势取得了高速发展。2000~2005 年，中国风力发电产业增长缓慢，年均新增装机容量不足 600MW。自 2006 年以来，国家大力鼓励风机制造业的发展，在政策支持鼓励下，中国风力发电产业迅速发展，带动了风电设备行业的迅速增长。经过十数年的长足发展，风电装机规模显著扩张，成为世界范围内风电产能最大、增速最快的国家之一；但受制于电网建设以及技术水平，弃风现象凸显，近年来风电建设增速有所放缓，2014 年弃风限电情况加快好转，全国风电弃风率 8%，同比下降 4 个百分点，弃风率达到近年来最低值，全国除新疆外，弃风率均有不同程度的下降。

图 1 中国风电累计装机容量



资料来源：Wind 资讯

根据国家能源局统计，2014 年全国风电累计核准容量 1.73 亿千瓦。其中，并网容量 9596 万千瓦，在建容量 7704 万千瓦；截至 2014 年底中国风电累计装机容量达到 9637 万千瓦。

截至 2014 年底，全国有 16 个省(区、市)风电累计并网容量超过百万千瓦。其中内蒙古累计并网容量 2018 万千瓦，居全国首位；甘肃和河北分别以累计并网容量 1007.56 万千瓦和 913.06 万千瓦名列第二和第三位。2014 年，全国新增风电并网容量 1981.3 万千瓦，与 2013 年新增 1491.59 万千瓦相比，新增风电并网容量增长 32.83%。中国风电建设已经从前几年的

高速增长期转变为稳定适度的增长期，风电开发与电网建设逐步走向协调发展，风电场布局逐步趋向合理与平衡。

随着风电装机规模的快速提升，其发电量也逐步增长，由 2009 年的 276 亿千瓦时增至 2014 年的 1534 亿千瓦时，在总发电量中的比重也由 0.76% 增至 2.78%；其中，2012 年风力发电量首次超过核电发电量，成为继火电和水电之后的第三大主力电源。2014 年风电占比继续提升，第三大主力电源的地位得到进一步巩固。

表 1 近年来风力发电情况表

年份	发电量（亿千瓦时）	占总发电量比重（%）
2009	276	0.76
2010	501	1.18
2011	800	1.67
2012	1004	2.02
2013	1401	2.62
2014	1534	2.78

资料来源：中国电力企业联合会

2014 年全国实现风电发电量 1563 亿千瓦时，上网电量 1534 亿千瓦时。2014 年，全国风电上网电量超过 100 亿千瓦时的省区有 5 个，分别为内蒙古自治区、河北省、新疆维吾尔自治区、甘肃省和辽宁省。内蒙古自治区 2014 年上网电量达到 360.75 亿千瓦时，继续保持全国第一位；河北省以 149.28 亿千瓦时的上网电量名列第二位；排名第三位的是新疆省，2014 年风电上网电量约 132.25 亿千瓦时。2015 年 1~6 月中国风力发电量累计 858.4 亿千瓦时，同比增长 15.98%。

海上风电的开发在中国进展较为缓慢。截至 2014 年底，中国已建成的海上风电项目共计 65.79 万千瓦，其中潮间带风电装机容量为 43.05 万千瓦，近海风电装机容量为 22.74 万千瓦。

用电需求方面，由于前期电源投资相对滞后，在用电需求快速增长的背景下，中国从 2002 年开始出现电力供需紧张，并逐步由部分地区季节性缺电发展到全国持续性缺

电，其中 2005 年 1 月份全国拉闸限电的省份达到 26 个，缺电达到最高峰。供电紧张的格局带动电力行业新一轮投资热的升温。但 2008 年国际金融危机爆发后，随着下游电力需求的增速放缓，中国发电量与全社会用电量增速均出现了大幅下降的趋势，同时电力供需矛盾得以缓解。2010 年以来，中国国内发电量与全社会用电量恢复增长态势，电力供需总体仍然偏紧。主要受制于环境持续性低迷，以及中国经济转入工业化中后期发展阶段的经济周期影响，近年来中国全社会用电量增速持续放缓。2014 年，全国全社会用电量 5.52 万亿千瓦时，同比增长 3.8%，增速同比回落 3.8 个百分点，为 1998 年（2.8%）以来的年度最低水平。从结构看，第一产业用电量 994 亿千瓦时，占全社会用电量比重为 1.80%；第二产业用电量 4.07 万亿千瓦时，占比为 73.60%；第三产业用电量 6660 亿千瓦时，占比为 12.06%；城乡居民生活用电量 6928 亿千瓦时，占比为 12.54%。第三产业用电量比重同比提高 0.30 个百分点，第一产业、第二产业和城乡居民生活用电量比重同比分别降低 0.07 个百分点、0.04 个百分点和 0.19 个百分点。总体看，2014 年以来全国电力供需环境宽松，用电需求增速放缓，第三产业用电量增速明显领先于其他产业。

目前，中国已有数十家大型企业参与千万千瓦级风电基地建设和其它风电场开发工作，另有许多中小企业也投入到中小型风电场的建设中。目前，中国风电开发商主要有 5 种类型：（1）中央电力集团，主要为国电集团、大唐集团、华能集团、华电集团和中电投集团，其在中国风电装机容量中的占比在 65% 左右；（2）中央所属的能源企业，包括国华集团、中海油、中广核、三峡总公司和中节能等，其在中国累计风电装机容量和新增装机容量市场中的市场份额约在 15% 左右；（3）省市自治区所属的电力或能源企业，如京能集团、河北建设、宁夏发电、鲁能集团、福建投资和粤电

集团等企业，该类企业数量多，在地方拥有一定的资源，在各地风电场开发中业绩显著，它们在中国累计风电装机容量和新增装机容量市场中，约占 15% 左右的市场份额；（4）港资、民营以及外资企业，如中国风电、香港建设新能源、天润投资以及宏腾能源等，约占 5% 左右的市场份额。相对前三类开发企业，最后一类企业所进行的风电场项目较少，规模也不大。总体看，风电行业央企与省属企业规模较大，具有较强的开拓能力。

2. 行业关注

风电不同于常规电源，其发电出力由风情况决定，具有间歇性、波动性、随机性等特点，导致其上网效率面临着一定的局限性，机组负荷也显著弱于火电。近年来，风电机组的年平均利用小时数均为 1900~2000 小时左右，较火电机组负荷有一定差距。2014 年，全国风电平均利用小时数为 1905 小时，同比降低 120 小时。

表 2 近年来风电机组运行水平表

年份	利用小时数（小时）	弃风限电量（亿千瓦时）
2009	2077	--
2010	2047	39.48
2011	1895	123.00
2012	1893	208.22
2013	2080	162.00
2014	1905	--

资料来源：中国电力企业联合会

风电项目规划周期短、核准快、建设周期短，而电网规划周期长、核准程序复杂、建设周期也长。因此，电网的建设往往滞后于风电项目的建设，形成风电场建成后，不能及时并网发电的现象。近年来，随着风电产业的快速发展，行业的主要矛盾已经由如何争取和建设风电装机容量转向为如何吸收消纳风电产能。2012 年随着装机容量扩张而快速增至 208.22 亿千瓦时，2013 年弃风现象有所缓解，弃风限电量为 162.00 亿千瓦时。2014 年弃风限电情况加快好转，全国风电平均弃风率 8%，同比下降 4 个百分点，弃风率达近年来最低值，全

国除新疆地区外弃风率均有不同程度的下降，来风少、风速下降是 2014 年大部分地区风电设备利用小时下降的最主要原因。从区域上来看，近年来国内风电领域的弃风限电，主要存在于传统的风资源丰富、装机量集中的三北地区，其由于网架结构原因，输送通道存在外送能力不足的问题；其中，西北地区的甘肃酒泉风电基地、东北区域的蒙东和吉林风电基地、华北地区的蒙西和冀北风电基地送电能力不足问题突出。东北电网本身用电负荷不高，火电机组装机富余，风电装机规模增长速度过快，本地电力饱和过剩，急需外送在外省消纳；其中，吉林、内蒙古、甘肃等地是弃风最为集中的区域，最高时弃风率均在 20% 以上。

2014 年 3 月，国家能源局发布《国家能源局关于做好 2014 年风电并网和消纳相关工作的通知》，明确指出要加强风电配套电网配套，做好风电并网服务等工作解决并网消纳工作。从实际情况看，2014 年，全国风电平均利用小时数为 1905 小时，同比降低 120 小时，风电行业并网难的问题有所改善。

3. 行业政策

为促进风电行业的持续发展，中国陆续发布了系列支持政策，主要从电价，电量，费用分摊机制、税收政策等方面进行了规范，为包括风电在内的可再生能源发电行业的发展创造了良好的政策环境。

消纳政策

根据《中华人民共和国可再生能源法》（以下简称“《可再生能源法》”）的规定，电网企业应当与依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，并为可再生能源发电提供上网服务。

2015 年 4 月 7 日，国家能源局对外发布《关于做好 2015 年度风电并网消纳有关工作的通知》，要求各省级能源主管部门和电网企业高

度重视风电有效利用，优化本地电网调度运行，挖掘系统调峰潜力，确保风电等清洁能源优先上网和全额收购。通知要求，各地要加强风电项目并网的衔接，明确风电项目接入电网的条件和要求，督促电网企业积极开展已列入年度核准计划或国家重点规划的跨省跨区风电基地项目的接入系统设计和建设工作，确保配套电网设施与风电项目同步建成投产，避免因电力配套设施建设滞后导致的弃风限电。通知还提出，目前中东部和南方地区风电并网装机容量已接近风电总装机容量的 20%，但这些地区风电建设仍然滞后。要督促开发企业更加重视前期工作，做好风能资源评价和土地利用的协调工作；积极完善风电开发建设的技术标准，更加重视水土保持、植被恢复和环境保护等工作，避免风电开发对当地环境造成不利影响。

国家发展改革委于 2015 年 5 月 18 日发布的《关于加强和改进发电运行调节管理的指导意见》中也涉及到风电并网与消纳的相关内容。第十一条中提到年度发电计划在确保电网安全稳定的前提下，全额安排可再生能源上网电量。第十四条提到各省人民政府主管部门应积极推动清洁能源发电机组替代火电机组发电，高效、低排放燃煤机组替代低效、高排放燃煤机组发电。第十五条则要求送受电应贯彻国家能源战略规划，充分利用水能、风能、太阳能等清洁能源。第十七条要求电网企业应制定保障可再生能源全额上网的并网措施。可再生能源发电企业应满足并网运行的标准和要求，加强资源预测，保障运行平稳。第二十条要求在电网安全和供热受到影响时，可再生能源发电企业也应通过购买辅助服务等方式适当参与调峰。第三十三条则指出，电力供需形势缓和时，在优先调度可再生能源和清洁能源的基础上，对燃煤机组生产运行进行优化组合，有序调停部分机组，提高发电负荷率，减少资源消耗和污染物排放。

上网电量全额收购

根据《中华人民共和国可再生能源法》(以下简称“《可再生能源法》”)的规定,电网企业应当与依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议,全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量,并未可再生能源发电提供上网服务。

实施优惠上网电价

2014年6月,国家发改委发布《关于海上风电上网电价的通知》,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。

2015年12月22日,国家发展改革委发布《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》,文件指出国内实行陆上风电上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策。为使投资预期明确,陆上风电一并确定2016年和2018年标杆电价,其中2016年I类、II类、III类和IV类资源区陆上风电标杆上网电价分别为每度电0.47元、0.50元、0.54元和0.60元(含税价);2018年I类、II类、III类和IV类资源区陆上风电标杆上网电价分别为每度电0.44元、0.47元、0.51元和0.58元(含税价)。

上述政策对全国风电领域资源的开发和利用起到了重要的引导作用,进一步规范了风电价格管理,有利于引导投资方向,改变了过去盲目投资的现象,减少了投资的不确定性。

成本有效分摊

根据《可再生能源法》,电网公司按相关规定确定的上网电价收购可再生能源发电量所发生的费用,高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生的费用之间的差额,在全国范围对销售电量征收可再生能源电价附加补偿并由国家财政设立可再生能源发展基金,其资金来源包括国家财政年度安排的专项资金和依法征收的可再生能源电价附加收入等;2012年3月,根据财政部《可再生能源电价附

加补助资金管理暂行办法》,符合条件的可再生能源发电项目可以申请可再生能源发展基金补助,补助标准依据可再生能源项目所在地上网电价及脱硫燃煤机组标杆电价等因素确定。2013年9月,财政部发布《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》,规定可再生能源发展基金资金来源包括国家财政共预算安排的专项资金以及向电力用户征收的可再生能源电价附加收入,可再生能源电价附加征收标准为1.5分/千瓦时。因此,风电与火电之间的电价差额,连同风电的并网费用,实际上是由电力用户承担。成本分摊机制让电网企业将可再生能源电力收购及并网中的额外费用予以转嫁,以鼓励发展可再生能源。

享有税收优惠

根据财政部和国家税务总局《关于执行公共基础设施项目企业所得税优惠目录有关问题的通知》,2008年1月1日后批准的风力发电新建项目的投资经营所得,自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起,第一年至第三年免征企业所得税,第四年至第六年减半征收企业所得税。根据财政部和国家税务总局2015年6月12日发布的《关于风力发电增值税政策的通知》,为鼓励利用风力发电,促进相关产业健康发展,自2015年7月1日起,对纳税人销售自产的利用风力生产的电力产品,实行增值税即征即退50%的政策。此次财政部再次提出风电的增值税即征即退政策,是因为新印发的《资源综合利用产品和劳务增值税优惠目录》中没有专门提及风电,而此前风电增值税即征即退依据的文件¹在新目录出台后都将废止。

总体上看,近年来随着中国用电需求的持续增长以及环保问题的频现,风电作为较为成熟的清洁能源行业受到政策扶持的力度很大。

4. 行业发展

国家发改委发布的《中国风电发展路线图

¹主要是财政部和国家税务总局2008年12月9日发布的《关于资源综合利用及其他产品整治水政策的通知》。

2050》提出了中国风电发展的战略目标：

2020 年前，考虑到电网基础条件和可能存在的约束，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，且在不考虑跨省区输电成本的前提下，使风电的技术成本达到与常规能源发电（煤电）技术相持平的水平，风电在电源结构中具有一定的显现度，占电力总装机的 11%，风电电量满足 5% 的电力需求。

2020~2030 年，不考虑跨省区输电成本条件下，风电的成本低于煤电，风电在电力市场中的经济性优势开始显现；如果考虑跨省区输电成本以及煤电的资源环境成本，风电的全成本将低于煤电的全成本。风电市场规模进一步扩大，陆海并重发展，每年新增装机在 2000 万千瓦左右，全国新增装机中，30% 左右来自风电。到 2030 年，风电的累计装机超过 4 亿千瓦，在全国发电量中的比例达到 8.4%，在电源结构中的比例扩大至 15% 左右，在满足电力需求、改善能源结构、支持国民经济和社会发展中的作用日益加强。

2030~2050 年，风电规模进一步扩大，陆地、近海、远海风电均有不同程度的发展，每年新增装机约 3000 万千瓦，占全国新增装机的一半左右，到 2050 年，风电可以为全国提供 17% 左右的电量，风电装机达到 10 亿千瓦，在电源结构中约占 26%，风电成为中国主力电源之一，并在工业等其他领域有广泛应用。

面对风电并网装机的快速发展，中国电网将通过加快电网建设、加强风电优先调度等措施，来积极促进风电消纳。目前中国东南沿海地区已有较强的高压输电网，风电机组并网在上述地区不会有很多技术问题；另一方面，西部地区虽然目前电网较弱，当地电力销纳能力较弱、外送能力不强，但国家电网正在按规划加快远距离、高电压输电线路的建设。随着新疆与西北主网联网 750 千伏第二通道工程建成投运，酒泉风电消纳能力从 260 万千瓦提高到 420 万千瓦；哈密—郑州±800 千伏特高压直流

工程投运后，将新增风电送出能力 800 万千瓦。目前，电网建设正加快甘肃酒泉风电二期输电工程前期工作，加快建设康保、尚义、张北 500 千伏输变电工程以及高岭—天马第三回线路工程，为西北、冀北、东北地区风电送出创造条件。根据国家电网测算，若在建以及获批建设的输电工程全部建成投产，新增风电送出能力将在 2500 万千瓦以上。通过统筹安排，加强风电优先调度，增加风电上网电量最高可达 6 亿千瓦时左右。

总体看，国家鼓励风电项目有规划的稳健施行，且政策对风电行业的扶持力度较大；目前中国风能可开发空间很大，国家也为风电在电力中的整体地位做出规划，并为行业发展制定了详细的战目标。行业未来发展前景可期。

五、基础素质分析

1. 企业规模与竞争力

截至 2015 年 9 月底，公司总装机容量 9108.50 兆瓦，其中风电装机容量 8523.50 兆瓦，较 2014 年底上升 13.25%，太阳能装机容量 585.00 兆瓦，较 2014 年底上升 20.62%。2014 年，公司总发电量 12177841.10 兆瓦时，其中风电发电量为 11675171.90 兆瓦时，约占国内并网风电发电总量的 13.14%。截至 2015 年 9 月末，实现风力发电 9755.31 吉瓦时，公司实现太阳能发电量 617.68 吉瓦时。

2014 年全年共取得 2087.50 兆瓦项目的核准，其中风电 2037.5 兆瓦，光伏 50 兆瓦。在重庆、浙江、福建等空白省份签署了开发协议，充实了资源储备。与此同时，公司加大了分散式风电和光伏项目各种力度，完成开发华能陕西定边县狼儿沟分散式风电示范项目。此外，公司共有 1768.00 兆瓦项目列入国家能源局“十二五”第五批风电核准计划，其中绝大多数项目分布在非限定地区。

2. 外部支持

公司控股股东华能集团是国内电力行业

的龙头企业，世界 500 强企业之一，在主要区域电网的市场占有率较高。华能集团资产规模较大，盈利能力较强，目前的业务涉及电力能源、金融、交通运输、对外投资等，综合实力雄厚。华能集团曾为公司提供包括贷款担保在内多项支持措施，有力的支持了公司业务快速发展。

截至 2014 年底，华能集团（合并）资产总额为 9281.58 亿元，所有者权益合计为 1634.27 亿元（其中少数股东权益 1152.72 亿元）；2014 年，公司实现营业总收入 2920.62 亿元，利润总额 268.02 亿元。

六、管理分析

跟踪期内，公司在法人治理结构、管理制度、高层管理人员等方面无重大变化。

七、经营分析

1. 经营概况

公司是华能集团下属清洁能源发电业务的主要载体，其新能源业务以风力发电为主。

2014 年，公司分别实现营业收入 62.15 亿元。从收入构成上看，电力销售收入为公司主要的收入来源，随着公司装机规模逐步扩大，2014 年公司电力销售收入持续增长，实现收入 61.14 亿元，同比增长 12.39%，占营业收入的比重为 98.38%。2014 年，公司特许经营权建造收入 0.33 亿元，占营业收入比重为 0.54%，为公司以建设经营移交方式建设的甘肃金昌光伏项目和宁夏青铜峡光伏发电项目，根据建设进度确认的建造收入。2014 年，公司接网工程补贴及其他收入和占营业收入比重均有提高，分别为 0.64 亿元和 1.03%。2015 年 1~9 月，公司实现营业收入 53.53 亿元。

从毛利率来看，2014 年公司营业毛利率保持了较高水平，为 57.04%，较 2013 年上升 2.1%。2014 年电力销售业务毛利率为 57.02%，同比下降 1.24%，主要受发电利用小时数下降影响。2015 年 1~9 月，公司营业毛利率小幅下降至 56.44%。

表 3 2012~2015 年 9 月公司营业收入构成情况（单位：万元，%）

业务板块	营业收入				营收占比				毛利率			
	2012	2013	2014	15 年 9 月	2012	2013	2014	15 年 9 月	2012	2013	2014	15 年 9 月
电力销售收入	402542.32	543984.40	611416.83	523613.41	99.30	93.35	98.38	97.82	54.79	58.26	57.02	55.55
接网工程补贴	2692.14	2992.01	6385.35	2879.72	0.66	0.51	1.03	0.54	100.00	100.00	100.00	100.00
特许经营权建造	--	35536.21	3339.35	--	--	6.10	0.54	--	--	0.00	0.00	--
其他收入	148.11	234.16	351.16	8791.88	0.04	0.04	0.06	1.64	86.63	85.26	91.12	95.00
合计	405382.57	582746.79	621492.69	535285.00	100.00	100.00	100.00	100.00	55.28	54.94	57.04	56.44

资料来源：公司提供

注：公司特许经营权建造毛利率为零，系按照会计准则特许经营方式项目建造期间，项目公司建造基础设施不是自建固定资产，而是对外提供建造服务，确认劳务收入及相应成本。未来投入运营后，公司将确认运营服务收入及相应成本。

2. 风电业务

公司的电力销售业务主要为风力发电业务，截至 2015 年 9 月底，公司总装机容量 9108.50 兆瓦，其中风电装机容量 8523.50 兆瓦，

太阳能装机容量 585.00 兆瓦。

风电项目建设

公司风电项目的开发过程大体可分为三个关键阶段：（1）选址、签订开发协议及风能资源评估；（2）内部评估及政府审批；（3）设计、建造和调试。风电项目的投资建设根据项目区域地质条件不同投资规模有所不同。每 1 万千瓦风电项目投所需投资额在 7000-9000 万元左右。

风电设备采购方面，风电机组设备采购款一般占风电项目建设成本的 50%至 60%，而风电项目后续运营成本相对较低，因此风机价格的波动对公司的经营活动和盈利水平影响程度较大。通过多年合作，公司与供货商之间建立了紧密的关系，公司通过集约招标的形式，适时适量招标采购风机。公司与风电机组设备供应商保持着良好的合作关系，公司风机设备主要合作供应商为运达风电、明阳风电、东汽风电和海装风电等。

项目分布及运营

装机规模方面，2014 年，公司风电装机规模快速增长，风电装机容量为 7526.40 兆瓦同比增长 20.99%。截至 2015 年 9 月底，公司风电装机容量为 8523.50 兆瓦（见表 4）。

从项目分布上看，目前公司的风电项目主要分布在内蒙古（占 23.47%）、辽宁（占 16.54%）和山东（占 12.66%）地区。受东北、华北、西北等限电影响，2014 年公司积极开拓广东、四川、贵州和云南等不限电区域风电资源。2014 年，公司共获核准风电项目 2037.50 兆瓦，此外公司共有 1768.00 兆瓦项目列入国家能源局“十二五”第五批风电核准计划，其中绝大多数项目分布在非限电地区。

表 4 公司风电装机区域分布情况

地区	装机容量(兆瓦)				发电量(兆瓦时)			
	2012 年	2013 年	2014 年	15 年 9 月	2012 年	2013 年	2014 年	15 年 1-9 月
内蒙古	1716.2	1716.2	1766.15	2066.20	1892559.6	3096665	2795683.6	2259029.20
辽宁	1098	1197	1245	1359.00	1916520.4	2115846.7	2057122.2	1479020.30
山东	793.7	892.7	952.7	952.70	1403213.3	1678333	1686521	1171100.20
山西	396	594	694	694.00	563596	888195.6	1100131.1	848607.20
贵州	282	480	679.5	729.00	339863.8	593546	676062.7	743193.60
云南	424.5	472.5	817.5	867.00	930827.5	1126898.3	1546919.3	1495074.30
广东	271.6	271.6	353	502.60	390126.8	483626	477106.6	441767.10
河北	249	271.5	357	361.50	399778.4	523297	503080.6	443394.60
新疆	99	198	198	198.00	341275.7	370618.1	534315.8	277922.80
上海	60	60	60	108.00	122078.5	129098.6	116963.2	96177.30
吉林	49.5	49.5	99	99.00	90097.7	108408.5	103668.8	129810.70
陕西	18	18	58.5	58.50	12397.7	27342.3	34518.8	84783.30
四川	--	--	246	493.50	--	--	43078.2	266190.80
浙江	--	--	--	34.50	--	--	--	19237.30
合计	5457.4	6220.9	7526.4	8523.50	8402335.4	11141875.1	11675171.9	9755308.70

资料来源：公司年报

受益于装机规模的持续增长，公司发电量保持增长态势，2014 年公司发电量 12177841.10 兆瓦时，其中风电发电量 11675171.90 兆瓦时。2014 年，全国风况普遍不佳，公司风电设备加权平均利用小时数为 1875 小时，同比下降 7.59%。

表 5 公司风电设备平均利用小时数

（单位：小时）

地区	2012 年	2013 年	2014 年	15 年 1-9 月
内蒙古	1135	1810	1627	1214
辽宁	1929	1908	1730	1207
山东	1936	1972	1853	1230
山西	2126	2252	1896	1286
贵州	2335	2092	1594	1223
云南	2758	2655	2923	2157

广东	2359	2085	1882	1258
河北	1952	1960	1853	1418
新疆	3447	3741	2744	1404
上海	2044	2152	1949	1240
吉林	2157	2190	1841	1311
陕西	2421	2099	1902	1686
四川	--	--	2708	1733
浙江	--	--	--	1410
加权平均	1774	2029	1875	1344

资料来源：公司年报

上网电价方面,《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》显示,国内实行陆上风电上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策。为使投资预期明确,陆上风电一并确定2016年和2018年标杆电价,其中2016年I类、II类、III类和IV类资源区陆上风电标杆上网电价分别为每度电0.47元、0.50元、0.54元和0.60元(含税价);2018年I类、II类、III类和IV类资源区陆上风电标杆上网电价分别为每度电0.44元、0.47元、0.51元和0.58元(含税价)。随着公司装机布局优化调整,公司平均上网电价逐步提升,2014年,公司的平均上网电价(含税)为0.620元/千瓦时,同比增长4.38%。

公司的电力能源供应给当地电网公司时,电力销售即确认,公司通常于次月向当地电网公司开出账单,地方电网公司收到账单后,通常以分期付款分两期支付。其中标杆电价结算的收入次月可从各地电网公司获取,补贴电价的收入由各地财政收入中可再生能源发展基金支付,结算周期各地不一,原则上为一个季度内。

3. 未来发展

目前,公司仍处在快速发展阶段,采取滚动开发的模式,每年获得核准装机容量约2000兆瓦左右。根据规划,公司在建风电项目主要集中在广东、四川、云南、山西、贵州等不限电地区。总体看,公司在建项目规模较大,未来公司仍将面临一定的筹资压力。

公司作为国内清洁能源发电的龙头企业之

一,将把市场发展及节能减排等社会责任紧密结合在一起,坚持走速度与规模、效益与质量、国内与国际市场相结合的发展之路,全力以赴发展以风电为核心的新能源产业,力争在较短时间内,使管理水平和综合效益指标达到国际先进水平,打造实力雄厚、国际一流的新能源企业。总体看,2016年公司将继续强化风险意识,根据市场形势制定财务措施,着力调整结构,强化规范管理。未来随着公司发电规模的不断扩大,公司的主营业务收入规模和利润规模将保持增长,在国家对清洁能源产业支持力度不断提升的背景下,公司将面临较好的发展机遇。

九、财务分析

公司提供的2012~2014年审计报告均经毕马威华振会计师事务所审计,均出具了标准无保留意见的审计结论。公司提供的2015年1~9月财务数据未经审计。

从公司财务报表合并范围看,2012年公司合并范围内包括62家子公司,2013年增至72家,2014年增至85家。公司经营规模扩张使公司整体资产规模及收入水平状况提升较快。

截至2014年底,公司(合并)资产总额为704.19亿元,所有者权益合计为167.84亿元(其中少数股东权益7.80亿元)。2014年,公司实现营业收入62.15亿元,利润总额11.79亿元。

截至2015年9月底,公司(合并)资产总额为734.78亿元,所有者权益合计为179.20亿元(其中少数股东权益8.32亿元)。2015年1~9月,公司实现营业收入53.53亿元,利润总额13.76亿元。

1. 盈利能力

随着公司经营规模的持续扩张,2014年公司实现营业收入62.15亿元,同比增长6.65%;同期内,公司营业成本为26.70亿元,同比增长1.68%。2014年公司营业利润率为56.93%,同比增长2.1%,公司主业盈利能力处于较强水平。

从期间费用看,2014年,公司期间费用占营业收入的比例为39.55%,同比增长2.31%,其中财务费用占营业收入的比重较高,为34.10%。

2014年公司营业外收入为0.98亿元,同比增长175.32%,主要为增值税优惠(占28.20%)和赔偿金收入(占45.26%)。

主要受上述因素影响,2014年公司利润总额快速增长,2014年为11.79亿元,同比增长20.55%。盈利指标方面,公司总资本收益率有所下降,2014年为5.39%;净资产收益率有所增长,2014年为6.52%,处于良好水平。

2015年1~9月,公司实现营业收入53.53亿元,同比上升31.39%;利润总额为13.76亿元,同比大幅上升132.43%。同期,公司营业利润率为56.17%。

总体看,跟踪期内,公司收入规模持续扩张,盈利能力较强,但财务费用对公司盈利水平造成一定压力。

2. 现金流及保障

经营活动现金流方面,2014年,公司销售商品、提供劳务收到的现金和经营活动产生的现金流入为69.14亿元和70.91亿元,同比分别增长5.85%和33.56%。公司经营活动现金流入增长较快,主要受益于公司装机容量以及发电量的提升。2014年,公司现金收入比为111.25%,公司现金收入质量正常。同期,公司经营活动现金流出为9.66亿元。2014年公司经营活动现金流量净额为61.25亿元,公司经营性净现金流有所增长。

投资活动现金流方面,2014年,公司投资活动现金流量净额为-129.61亿元,以购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金为主,主要因为公司收购和新建风电项目规模大。2014年公司收回存放于金融机构的定期存款等5.46亿元;同期收到其他与投资活动有关的现金4.39亿元,主要为公司收到的政府相关补助、股息和利息。

筹资活动现金流方面,公司筹资方式较为多样,银行借款为其主要方式。2014年7月,公司在中国银行间市场发行了无担保非公开定向债务融资工具(三年期,10亿元);2014年公司筹资性现金流入量为310.85亿元。同期公司筹资性现金流出相应主要表现为偿还债务以及分配股利、利润和偿付利息,2014年为221.96亿元。2014年公司筹资性现金净流量为88.89亿元。

2015年1~9月,公司经营活动现金流入量65.35亿元,经营活动现金流量净额56.25亿元,其中,支付的各项税费3.27亿元,同比大幅增长主要系公司当期经营业绩增幅较大所致;同期公司投资活动产生的现金流量净额为-75.78亿元,其中,投资活动现金流出80.69亿元;公司筹资活动现金净流入量195.62亿元,筹资活动仍保持较大规模。

总体看,跟踪期内,公司经营现金流入规模大,收入实现质量水平正常,投资规模较大,对外部融资有较强的依赖性。

3. 资本及债务结构

资产

截至2014年底,公司合并资产总额704.19亿元,同比增长24.81%,其中流动资产和非流动资产分别占15.82%和84.18%。其中固定资产占比较大,符合风电行业特点。

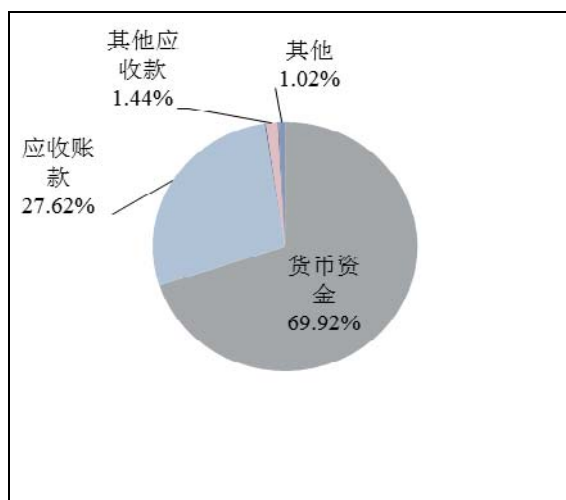
截至2014年底,公司流动资产为111.38亿元,同比增长14.22%,主要由货币资金(占69.92%)、应收账款(占27.62%)和其他应收款(占1.44%)等构成。

截至2014年底,公司货币资金为77.88亿元,同比增长21.02%,主要为银行存款,2014年底占71.71%。

截至2014年底,公司应收账款为30.77亿元,同比增长6.20%,主要为应收电网公司的售电收入(占99.75%),主要债务人分别为国网内蒙古东部电力有限公司(占25.01%)、国网辽宁省电力有限公司(占14.66%)以及国网山东省电力公司(占9.96%)等。从账龄上看,1年以内占

64.41%，1~3年占4.36%，3年以上占31.23%，其中账龄超出1年的应收账款主要为应收电费中的可再生能源电价补贴；根据《关于印发〈可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法〉的通知》（财建[2012]102号），可再生能源项目电价的补贴资金须在项目取得批准后，按标准化程序执行拨付至当地电网公司，由电网公司与公司结算。截至2014年底，公司大部分运营项目已取得补助资金的批复，还有部分项目处于申请批复的过程中，公司认为上述项目将会适时取得批复，该类应收账款无重大回收风险，未计提坏账准备。

图2 2014年底公司流动资产构成



资料来源：公司审计报告

截至2014年底，公司其他应收款快速下降，同比下降59.85%，2014年底账面余额为1.61亿元，由于公司核销了对应收待签发减排量收入的坏账准备1.24亿元，公司计提坏账准备为0.01亿元。

截至2014年底，公司非流动资产为592.81亿元，主要由固定资产（占74.83%）和在建工程（占22.48%）等构成。

截至2014年底，公司可供出售金融资产为3.81亿元，主要为持有华能天成融资租赁有限公司（占39.37%）、内蒙古呼和浩特抽水蓄能发电有限责任公司（占25.46%）、吉林省瞻榆风电资产经营管理有限公司（占17.59%）和华能财务（占13.39%）等的可供出售金融资产。

截至2014年底，公司长期股权投资为1.12亿元，主要为对合营公司的投资（占71.93%）和对联营企业的投资（占28.07%）等。

截至2014年底，公司固定资产账面价值为443.60亿元，主要为发电及相关设备（占90.47%），成新率为84.78%，水平良好。

截至2014年底，公司在建工程为133.25亿元，同比增长55.66%。根据地方电网建设的延迟以及外部环境的变化，公司对在建工程计提资产减值准备0.96亿元。

截至2015年9月底，公司资产总额为734.78亿元，较2014年底增长4.34%，其中流动资产占11.07%，非流动资产占88.93%，构成基本保持稳定。公司流动资产合计81.33亿元，较2014年底下降26.98%，主要由于货币资金减少；其他科目变化不大。公司非流动资产合计653.44亿元，较2014年底增长10.23%，主要系固定资产增长所致。

总体看，跟踪期内，公司资产以固定资产和在建工程为主，现金类资产较为充裕，坏账及减值计提合理；资产质量良好，流动性一般。

所有者权益

截至2014年底，公司所有者权益合计为167.84亿元，股本占60.78%，资本公积占16.26%，未分配利润占22.27%。截至2015年9月底公司所有者权益增至179.20亿元，具体构成变化不大。

总体看，跟踪期内，公司所有者权益中股本与资本公积占比较大，所有者权益稳定性好。

负债

截至2014年底，公司负债总额为536.35亿元；其中流动负债占41.42%，非流动负债占58.58%。公司负债以非流动负债为主。

截至2014年底，公司流动负债为222.16亿元，同比下降7.83%，主要由短期借款（占54.24%）和其他应付款（占30.62%）等构成。截至2014年底，公司短期借款为120.50亿元，全部为信用借款；同期内，其他应付款为68.01亿元，主要为应付工程及设备款（占59.12%）和

应付质保金（占36.01%）等。

截至2014年底，公司非流动负债合计314.19亿元，主要由长期借款（占79.54%）、应付债券（占5.89%）和长期应付款（占14.01%）等构成。截至2014年底，公司长期借款为249.91亿元，同比增长21.21%，主要为信用借款（占83.87%）。2014年7月，公司在中国银行间市场发行了无担保非公开定向债务融资工具（三年期，10亿元）；截至2014年底，公司应付债券为18.51亿元，系上述三年期公司债券已分类为一年内到期的非流动负债。截至2014年底，公司长期应付款为44.03亿元，分别为应付融资租赁款（占72.74%）和应付质保金（占37.12%），相关数额已计入长期债务。

截至2014年底，公司全部债务合计482.63亿元，短期债务占38.65%，长期债务占61.35%。截至2014年底公司资产负债率、全部债务资本化比率以及长期债务资本化比率分别为76.17%、74.20%和63.82%。公司债务负担重。

截至2015年9月底，公司负债总额为555.58亿元，较2014年底上涨3.59%，流动负债占比41.66%。同期公司有息债务上升至494.15亿元，资产负债率和全部债务资本化比率分别为75.61%和73.39%，债务水平基本稳定。

总体看，公司所有者权益结构稳定；公司负债规模增长较快，债务负担重，但符合公司所处行业特点。

4. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，2014年公司流动比率和速动比率分别为50.14%和50.08%，同比分别下降10.76%和10.80%，2015年9月底下降至35.14%和34.97%。2014年，公司经营现金流对流动负债覆盖能力很强。考虑到公司充裕的现金类资产和良好的经营性现金流状况，公司短期偿债能力较强。

从长期偿债能力指标看，2014年，公司EBITDA为55.89亿元，同比增长17.01%。2014

年，公司EBITDA利息倍数为2.32倍；全部债务/EBITDA的比率为8.64倍。总体看，公司长期偿债压力较重。但考虑到未来大量项目投入运营后，公司收入和盈利能力将进一步提升，长期偿债指标将逐步改善。

公司与各家银行建立良好的合作关系，截至2015年9月底，公司从银行获得授信额度共计487.23亿元，未使用额度154.08亿元，间接融资渠道畅通。公司为香港联交所上市公司，（股票代码：00958）直接融资渠道畅通。

截至2015年9月底，公司无对外担保。

5. 过往债务履约情况

根据中国人民银行企业基本信用信息报告（报告编号：B201505140078949193），截至2015年12月22日，公司无未结清和已结清的不良信贷信息记录，过往债务履约情况良好。

6. 抗风险能力

基于对清洁能源风电行业发展的分析，以及公司股东背景、自身经营和财务风险的判断，公司整体抗风险能力极强。

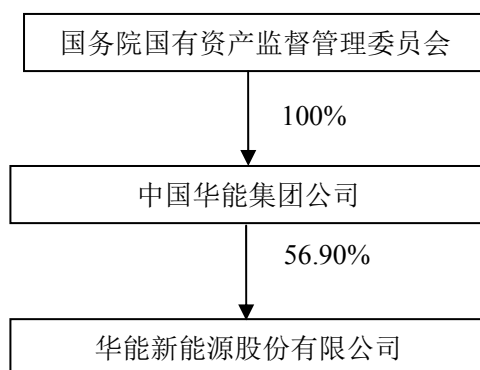
7. 存续期内债券偿还能力

“15华能新能CP003”发行额度共计10亿元，同时考虑公司2015年3月发行的“15华能新能CP001”5亿元以及5月发行的“15华能新能CP002”5亿元，截至2015年9月底，公司待偿还一年内到期短期融资券合计20亿元。2014年，公司经营活动现金流入量和经营活动现金流量净额分别为70.91亿元和61.25亿元，为一年内到期短期融资券合计20亿元的3.55倍和3.06倍。截至2014年底以及2015年9月底，公司现金类资产分别为78.72亿元和51.00亿元，分别为一年内到期短期融资券合计20亿元的3.94倍和2.55倍。整体看，公司现金类资产和经营活动现金流对“15华能新能CP001”、“15华能新能CP002”及“15华能新能CP003”保障能力强。

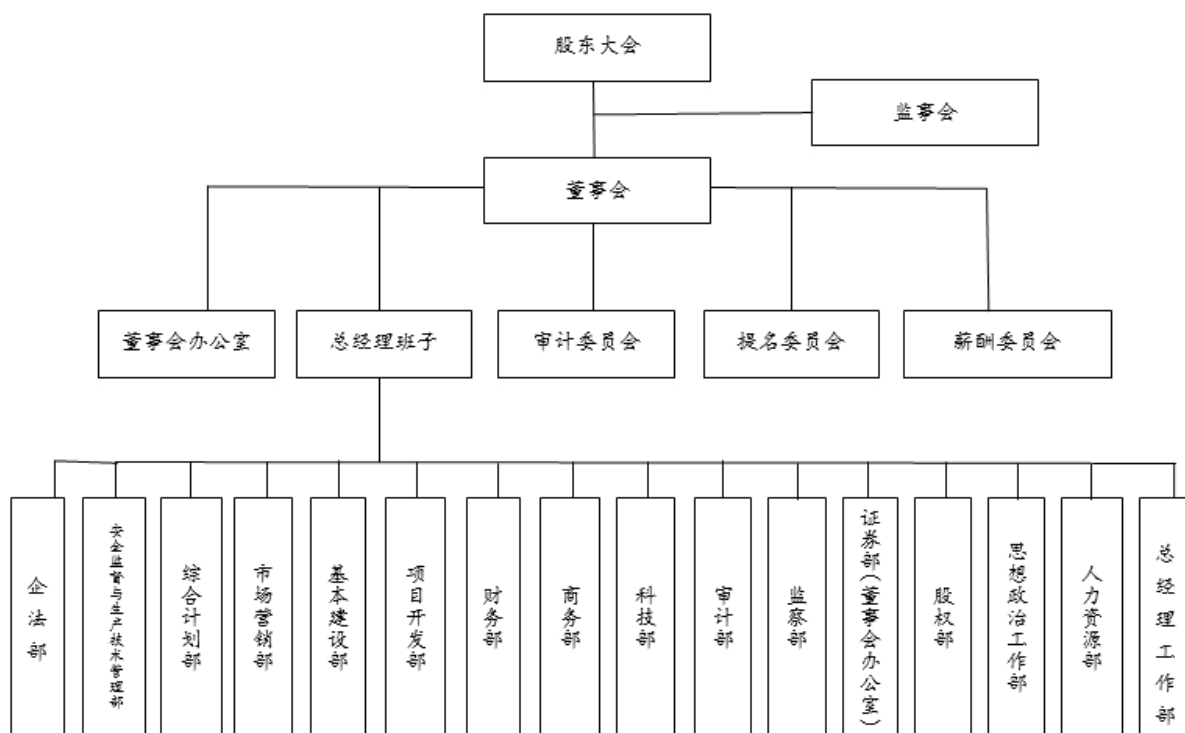
十、结论

综合考虑，联合资信维持公司的主体长期信用等级为AAA，评级展望为稳定，并维持“15华能新能CP003” A-1的信用等级。

附件 1-1 公司股权结构图



附件 1-2 公司组织结构图



附件 2 主要财务数据及指标

项目	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年 9 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	56.84	64.47	78.72	51.00
资产总额(亿元)	506.14	564.20	704.19	734.78
所有者权益(亿元)	126.91	146.49	167.84	179.20
短期债务(亿元)	92.74	124.92	186.52	185.16
长期债务(亿元)	242.63	244.89	296.11	308.99
全部债务(亿元)	335.36	369.81	482.63	494.15
营业收入(亿元)	40.54	58.27	62.15	53.53
利润总额(亿元)	6.32	9.78	11.79	13.76
EBITDA(亿元)	38.70	47.76	55.89	--
经营性净现金流(亿元)	31.13	59.18	61.25	56.25
财务指标				
销售债权周转次数(次)	1.53	1.88	2.05	--
存货周转次数(次)	590.95	631.00	307.21	--
总资产周转次数(次)	0.08	0.11	0.10	--
现金收入比(%)	86.32	112.09	111.25	106.52
营业利润率(%)	54.93	54.83	56.93	56.17
总资本收益率(%)	4.77	5.35	5.39	--
净资产收益率(%)	4.75	6.22	6.52	--
长期债务资本化比率(%)	65.66	62.57	63.82	63.81
全部债务资本化比率(%)	72.55	71.63	74.20	73.39
资产负债率(%)	74.93	74.04	76.17	75.61
流动比率(%)	80.91	60.90	50.14	35.14
速动比率(%)	80.88	60.88	50.08	34.97
经营现金流动负债比(%)	26.39	36.96	27.57	--
EBITDA 利息倍数(倍)	1.87	2.37	2.32	--
全部债务/EBITDA(倍)	8.67	7.74	8.64	--

注：1. 部分长期应付款调至长期债务，计入其他流动负债的短期融资券调至短期债务；2. 2015 年三季度财务数据未经审计。

附件 3 有关计算指标的计算公式（新准则）

指 标 名 称	计 算 公 式
增长指标	
资产总额年复合增长率	(1) 2 年数据: 增长率= (本期-上期) / 上期×100% (2) n 年数据: 增长率=[(本期/前 n 年) ^{1/(n-1)} -1]×100%
净资产年复合增长率	
营业收入年复合增长率	
利润总额年复合增长率	
经营效率指标	
销售债权周转次数	营业收入/ (平均应收账款净额+平均应收票据)
存货周转次数	营业成本/平均存货净额
总资产周转次数	营业收入/平均资产总额
现金收入比	销售商品、提供劳务收到的现金/营业收入×100%
盈利指标	
总资本收益率	(净利润+费用化利息支出) / (所有者权益+长期债务+短期债务) ×100%
净资产收益率	净利润/所有者权益×100%
营业利润率	(营业收入-营业成本-营业税金及附加) /营业收入×100%
债务结构指标	
资产负债率	负债总额/资产总计×100%
全部债务资本化比率	全部债务/ (长期债务+短期债务+所有者权益) ×100%
长期债务资本化比率	长期债务/ (长期债务+所有者权益) ×100%
担保比率	担保余额/所有者权益×100%
长期偿债能力指标	
EBITDA 利息倍数	EBITDA/利息支出
全部债务/ EBITDA	全部债务/ EBITDA
短期偿债能力指标	
流动比率	流动资产合计/流动负债合计×100%
速动比率	(流动资产合计-存货) /流动负债合计×100%
经营现金流流动负债比	经营活动现金流量净额/流动负债合计×100%

注: 现金类资产=货币资金+交易性金融资产/短期投资+应收票据

短期债务=短期借款+交易性金融负债+一年内到期的长期(非流动) 负债+应付票据

长期债务=长期借款+应付债券

全部债务=短期债务+长期债务

EBITDA=利润总额+费用化利息支出+固定资产折旧+摊销

利息支出=资本化利息支出+费用化利息支出

企业执行新会计准则后, 所有者权益=归属于母公司所有者权益+少数股东权益

附件 4 主体长期信用等级设置及其含义

根据中国人民银行2006年3月29日发布的“银发〔2006〕95号”文《中国人民银行信用评级管理指导意见》，以及2006年11月21日发布的《信贷市场和银行间债券市场信用评级规范》等文件的有关规定，主体长期信用等级划分成三等九级，分别用AAA、AA、A、BBB、BB、B、CCC、CC和C表示，其中，除AAA级，CCC级（含）以下等级外，每一个信用等级可用“+”、“-”符号进行微调，表示略高或略低于本等级。

级别设置	含 义
AAA	偿还债务的能力极强，基本不受不利经济环境的影响，违约风险极低
AA	偿还债务的能力很强，受不利经济环境的影响不大，违约风险很低
A	偿还债务能力较强，较易受不利经济环境的影响，违约风险较低
BBB	偿还债务能力一般，受不利经济环境影响较大，违约风险一般
BB	偿还债务能力较弱，受不利经济环境影响很大，违约风险较高
B	偿还债务的能力较大地依赖于良好的经济环境，违约风险很高
CCC	偿还债务的能力极度依赖于良好的经济环境，违约风险极高
CC	在破产或重组时可获得保护较小，基本不能保证偿还债务
C	不能偿还债务

附件 5 短期债券信用等级设置及其含义

根据中国人民银行 2006 年 3 月 29 日发布的“银发〔2006〕95 号”文《中国人民银行信用评级管理指导意见》，以及 2006 年 11 月 21 日发布的《信贷市场和银行间债券市场信用评级规范》等文件的有关规定，银行间债券市场短期债券信用等级划分为四等六级，符号表示分别为：A-1、A-2、A-3、B、C、D，每一个信用等级均不进行微调。

级别设置	含 义
A-1	为最高级短期债券，其还本付息能力最强，安全性最高
A-2	还本付息能力较强，安全性较高
A-3	还本付息能力一般，安全性易受不良环境变化的影响
B	还本付息能力较低，有一定的违约风险
C	还本付息能力很低，违约风险较高
D	不能按期还本付息