

跟 踪 评 级 公 告

联合[2015] 1326 号

联合资信评估有限公司通过跟踪评级，确定维持北京京能清洁能源电力股份有限公司的主体长期信用等级为AAA，评级展望为稳定，并维持“15京能洁能CP001”的信用等级为A-1。

特此公告。

联合资信评估有限公司
二零一五年七月二十二日



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>

北京京能清洁能源电力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 京能洁能 CP001	10 亿元	2015/05/27-2016/05/27	A-1	A-1

跟踪评级时间: 2015 年 7 月 22 日

财务数据

项目	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年 3 月
现金类资产(亿元)	24.19	27.86	47.17	59.53
资产总额(亿元)	300.82	385.75	479.84	481.60
所有者权益(亿元)	94.55	110.63	130.20	135.96
短期债务(亿元)	45.08	66.85	109.19	85.66
全部债务(亿元)	183.88	232.85	291.07	273.84
营业收入(亿元)	44.23	63.34	90.08	38.87
利润总额(亿元)	11.16	14.52	15.33	8.09
EBITDA(亿元)	26.75	34.43	39.42	--
经营性净现金流(亿元)	18.08	37.06	24.29	48.12
营业利润率(%)	27.19	13.51	15.94	10.21
净资产收益率(%)	10.47	11.05	9.64	--
资产负债率(%)	68.57	71.32	72.87	71.77
全部债务资本化比率(%)	66.04	67.79	69.09	66.82
流动比率(%)	93.11	67.55	68.19	76.66
全部债务/EBITDA(倍)	6.87	6.76	7.38	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.73	3.86	2.84	--
经营现金流动负债比(%)	27.50	34.57	15.13	--

注: 1. 2015 年一季度财务数据未经审计;

2. 现金类资产计算扣除公司受限货币资金。

分析师

黄滨 黄露

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

北京京能清洁能源电力股份有限公司(以下称“公司”)作为北京最大的燃气电力供应商及中国领先的风电运营商,跟踪期内继续保持其在经营环境、行业地位、股东及政府支持等方面的显著优势。随着东北和西北两大热电中心投产,公司燃气发电装机容量大幅扩张,资产规模和业务收入实现较快增长。同时,联合资信评估有限公司(以下简称“联合资信”)也关注到燃气成本上升、风电并网限制等因素对公司生产经营产生的不利影响。

未来随着公司在建及规划建设的风电、燃气发电项目陆续投入运营,公司的收入和资产规模有望继续保持增长,综合实力将进一步增强。

公司经营获现能力良好,对存续期短券保障能力很强,综合考虑,联合资信维持公司 AAA 的主体长期信用等级,评级展望为稳定,并维持“15 京能洁能 CP001”A-1 的信用等级。

优势

1. 清洁能源发电作为国家鼓励的能源供给方式,受国家政策扶持,行业未来发展前景广阔。
2. 跟踪期内,随着东北和西北两大热电中心投产,公司燃气发电装机容量大幅扩张,资产规模和业务收入实现较快增长。
3. 公司燃气热电业务仍处于突出地位,同时公司积极布局风电和光伏发电,业务多元化发展有望升级。
4. 公司现金类资产以及经营活动现金流对存续期内短券保障能力很强。

关注

1. 跟踪期内燃气价格上升,清洁能源发电享有政府补贴,未来电价改革及补贴额度变化将给公司的盈利带来影响。
2. 地方电网对风电并网限制短期内难以完全

消除，风电业务的扩张存在一定的制约因素。

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）与北京京能清洁能源电力股份有限公司构成委托关系外，联合资信、评级人员与北京京能清洁能源电力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，未因北京京能清洁能源电力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北京京能清洁能源电力股份有限公司提供，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 京能洁能 CP001”到期日内有效；根据跟踪评级的结论，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北京京能清洁能源电力股份有限公司主体长期信用及存续期内的“15 京能洁能 CP001”的跟踪评级安排进行本次定期跟踪评级。

二、企业基本情况

北京京能清洁能源电力股份有限公司(以下简称“公司”)的前身是由北京市综合投资公司于 1993 年 2 月成立的北京市能源投资公司。2006 年 6 月 1 日,北京市国资委出具《关于北京市能源投资公司改制的批复》,批准北京能源投资(集团)有限公司(以下简称“京能集团”)下属的北京市能源投资公司改制方案。2006 年 10 月 26 日,京能集团出具《关于北京市能源投资公司改制方案的批复》,同意公司改制更名、变更注册资本等事宜。根据上述批复,北京市能源投资公司整体改制变更为有限责任公司,改制后公司名称变更为“北京京能能源科技投资有限公司”(以下简称“京能科技”),注册资本变更为人民币 5 亿元。

2009 年底,在北京市政府、北京市国资委的安排部署下,京能集团以旗下京能科技为平台,全面整合集团所属清洁能源业务。京能科技 2010 年 4 月底引进 6 家外部战略投资者,转型为中外合资的股份公司,并更名北京京能清洁能源电力股份有限公司。

根据北京市人民政府于 2010 年 10 月 14 日出具的《北京市人民政府关于同意北京京能清洁能源电力股份有限公司申请在香港联合交易所主板上市的函》(京政函[2010]111 号)和中国证券监督管理委员会于 2011 年 4 月 29 日出具的《关于核准北京京能清洁能源电力股份有限公司发行境外上市外资股的批复》(证监许可[2011]635 号),公司于 2011 年 12 月 21 日完成了向境外投资者发行 H 股股票 11.35 亿股(股票简称:京能清洁能源,股票代码:

00579),其中公司新发行股份数额为 10.32 亿股,内资股东因减持国有股而出售的 H 股股份数额为 10.32 亿股,截至 2011 年底,公司总股本 60.32 亿股。

2012 年 1 月 13 日,公司完成 H 股发行上市后,高盛(亚洲)有限责任公司代表国际包销商部分行使超额配售权,超额配售股份数额为 1.29 亿股,其中新发行股份数额为 1.18 亿股,内资股东因减持国有股而出售的 H 股股份数额为 0.11 亿股,截至 2012 年 1 月 13 日,公司行使完超额配售权后,公司股本增至 61.50 亿元。

2013 年 10 月,经《关于核准北京京能清洁能源电力股份有限公司增发境外上市外资股的批复》(证监许可[2013]1278 号)批复同意,公司在香港配售股份 3.28 亿股。发行配售股份后,公司已发行股份总数为 64.77 亿股,实收资本增至 64.77 亿元。

中国证券监督管理委员会于 2014 年 9 月 23 日签发《关于核准北京京能清洁能源电力股份有限公司增发境外上市外资股的批复》(证监许可[2014]992 号)核准增发不超过 3.93 亿股境外上市外资股,公司实际配售数量 3.93 亿股 H 股。完成配售后,公司注册资本为人民币 68.70 亿元,已发行股数为 68.70 亿股,其中京能集团持股比例为 62.41%,为公司第一大股东。公司实际控制人为北京市国资委。

公司属电力行业,主要经营范围为燃气发电、风电、中小型水电及其他清洁能源项目等多元化清洁能源业务。

截至 2014 年底,公司合并资产总计 479.84 亿元,所有者权益(含少数股东权益)4.41 亿元) 130.20 亿元。2014 年公司实现营业收入 90.08 亿元,利润总额 15.33 亿元。

截至 2015 年 3 月底,公司合并资产总计 481.60 亿元,所有者权益(含少数股东权益)4.88 亿元) 135.96 亿元。2015 年 1~3 月,公司实现营业收入 38.87 亿元,利润总额 8.09 亿元。

公司注册地址:北京市延庆县八达岭经济

开发区紫光东路 1 号 118 室；法人代表：陆海军。

三、宏观经济和政策环境

1. 宏观经济

2014 年，中国国民经济在新常态下运行总体平稳。全年国内生产总值 63.65 万亿元，比上年增长 7.4%。其中，第一产业增加值 5.83 万亿元，增长 4.1%，占国内生产总值的比重为 9.2%；第二产业增加值 27.14 万亿元，增长 7.3%，占国内生产总值的比重为 42.6%；第三产业增加值 30.67 万亿元，增长 8.1%，占国内生产总值的比重为 48.2%。

2014 年，中国规模以上工业增加值同比增长 8.3%；同期，规模以上工业企业（年主营业务收入在 2000 万以上的企业，）实现利润总额 6.47 万亿元，同比增长 3.3%。

从消费、投资和进出口情况看，2014 年，市场销售、固定资产投资和进出口增速放缓。社会消费品零售总额 26.24 万亿元，同比名义增长 12.0%（扣除价格因素实际增长 10.9%），增速同比回落 1.1 个百分点；固定资产投资（不含农户）50.20 万亿元，同比名义增长 15.7%（扣除价格因素实际增长 14.7%），增速同比回落 3.9 个百分点；进出口总额 26.43 万亿元，同比增长 2.3%，增速同比下降 3.4 个百分点。

2. 政策环境

2014 年，中国继续实施积极的财政政策。全国财政收入 14.04 万亿元，比去年增加 1.11 万亿元，增长 8.6%。其中税收收入 11.92 万亿元，同比增长 7.8%。全国财政支出 15.17 万亿元，比去年同期增加 1.14 万亿元，增长 8.2%。整体财政收入增长放缓，财政部表示主要受以下几方面原因影响：1、工业生产、消费、投资、进出口等指标增幅均不同程度回落，增值税、营业税等主体税种增幅相应放缓；2、工业生产者出厂价格（PPI）持续下

降，影响以现价计算的财政收入增长；3、房地产市场调整影响扩大，商品房销售额明显下滑，与之相关的房地产营业税、房地产企业所得税、契税、土地增值税等回落较多；4、扩大营改增试点范围等政策，在减轻企业负担的同时，对财政形成减收。

2014 年，中国人民银行继续实施稳健的货币政策，灵活开展公开市场操作，搭配使用短期流动性调节工具（SLO）、中期借贷便利（MLF）、常备借贷便利（SLF）等调节方式。2014 年底，广义货币（ M_2 ）余额 122.84 万亿元，同比增长 12.2%，狭义货币（ M_1 ）余额 34.81 万亿元，同比增长 3.2%，流通中货币（ M_0 ）余额 6.03 万亿元，同比增长 2.9%。人民币贷款余额 81.68 万亿元，同比增长 13.6%；人民币存款余额 113.86 万亿元，同比增长 9.1%。总体看，银行体系流动性充裕，货币信贷和社会融资平稳增长，贷款结构继续改善，市场利率回落，金融机构贷款利率总体有所下行。

总的来看，2014 年度国民经济运行保持了总体平稳、稳中提质的发展态势，但国内外环境仍然错综复杂，经济发展仍面临不少困难和挑战，特别是经济下行压力较大。2014 年中央经济工作会议提出，2015 年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、行业分析及区域经济概况

公司是北京最大的燃气发电企业，也是全国领先的风电运营商之一，主营业务主要涉及燃气发电和风力发电两方面。截至 2014 年底，公司燃气发电和风力发电的收入在营业收入构成中占比 74.18%和 17.48%，以下行业分析

主要以燃气发电与风力发电为主。

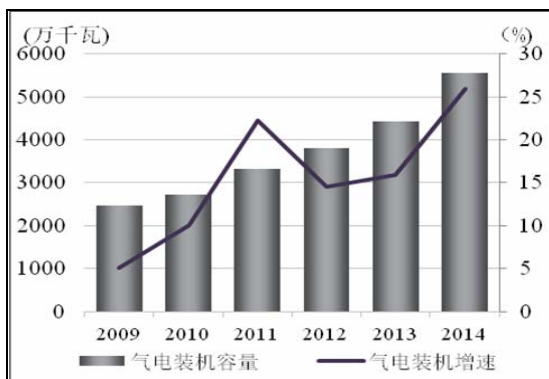
1. 燃气发电

(1) 行业概况

天然气发电是缓解区域能源紧缺、降低燃煤发电比例，减少环境污染的有效途径。据测算，天然气发电过程中二氧化碳排放量约为燃煤电厂的 42%；氮氧化物排放量则不到燃煤电厂的 20%；基本不产生灰渣；用水量和占地面积分别为燃煤电厂的 33%和 54%。除了节能减排优点，燃气发电还具有提高供能安全性、针对电力与燃气供应削峰填谷及促进循环经济发展等众多的优势。

2014 年，全国气电装机稳定发展。截至 2014 年底，全国天然气发电装机 5.57 万千瓦，占全国总装机的 4.09%，同比提高 0.64 个百分点；主要分布在东南沿海、长三角、环渤海东部一次能源匮乏、经济较发达、价格承受能力强的地区，特别是广东、浙江、江苏和北京等六省市。

图1 燃气发电机组装机容量情况



资料来源：中电联电力工业统计快报

从电力行业竞争看，燃气发电作为清洁能源发电产业受到政府的鼓励支持，相比煤电业务具有更好的发展前景，同时与风电、水电相比燃气发电的稳定性更高，对地理条件的要求更低，因此燃气发电与同行业中其他类型发电相比具有一定的内在优势，在中国有较好的发展前景。

经济发达地区对空气质量要求高，上海和北京地区已经明确不批准建设新煤电项目，电

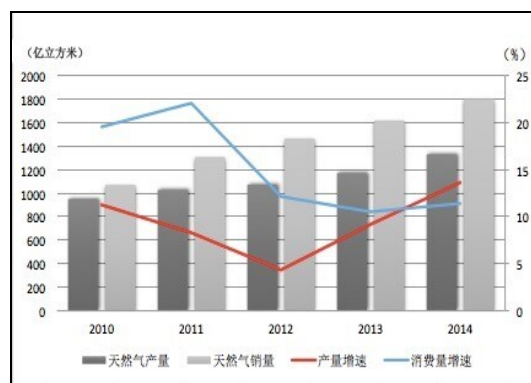
力缺口靠天然气发电和可再生能源发电补足，这使得电力集团纷纷投建天然气电厂，目前国内天然气发电通过政府补贴的方式已经能获得较好的收益。

(2) 行业关注

中国已探明天然气储量为3.05万亿平方米，仅占世界已探明储量的1.46%，主要分布在塔里木、鄂尔多斯、四川、东海、柴达木、渤海湾、松辽、准噶尔盆地等地区，具有埋藏深、储量丰度低、勘探开发难度大的特点。

因此，天然气发电面临着国内天然气供给不足，发电成本过高等瓶颈。

图2 天然气产量与消费量增长趋势



资料来源：wind资讯

中国油气资源相对短缺，国内产量不足以满足国内需求，且近年来需求增速始终高于产量增速。2014年天然气产量1329亿立方米，同比增长10.7%，其中常规天然气1280亿立方米；天然气进口量580亿立方米，对外依存度高达32.2%；天然气表观消费量1800亿立方米，增长11.38%。其中，2014年中国天然气刚性需求快速增长，主要原因之一是由于受到雾霾天气治理影响，全国多个省份加快煤改气进程，部分企业在未落实气源的情况下实施煤改气工程，导致天然气需求量过快增长。

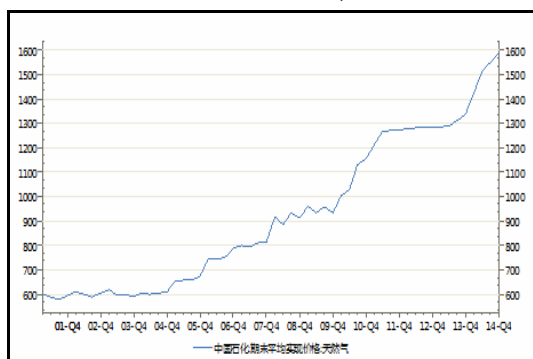
供求关系方面，虽然中国天然气产量逐年增长，2009~2014年，年均增幅约为9%，2014年为1329亿立方米；但无法满足消费的增长需求，2009~2014年，消费量年均增长14%，2014年为1800亿立方米，高出产量增幅约5个百分

点；这种情况导致国内供求关系紧张的同时，也致使中国天然气进口量大幅增长，2014年中国天然气进口580亿立方米，增长9.43%。截至2014年底，天然气对外依存度为32.2%，同比提高2.2个百分点。

天然气价格方面，由于国内供给不足等原因，天然气价格大幅上涨，以中石化天然气期末平均实现价格为例，2001年以来，天然气价格由不足600元/千立方米上升至2014年底的1589元/千立方米，年均增长率超过7%。2013年6月28日，国家发改委发布通知，将天然气分为存量气和增量气，并规定最高门站价；调整后，全国平均门站价格由每立方米1.69元提高到每立方米1.95元。2014年8月12日，国家发改委再次调整非居民用存量天然气门站价格，每立方米在2013年基础上再提高0.4元。气价与电价非同步调整，以致上网电价无法覆盖发电成本，已经对燃气电厂的经营产生严重影响，也成了制约燃气发电发展的主要原因之一。

图3 中石化天然气期末平均实现价格走势

(单位：元/千立方米)



资料来源：wind资讯

在这种情况下，探索合理的燃气发电用气价格机制、天然气供应方式和与之相匹配的电价机制成为中国燃气发电行业面临的巨大挑战。

(3) 行业前景

随着空气质量问题的不断加剧，中国陆续出台政策鼓励天然气发电项目的建设。2013年9月，环保部、发改委、能源局等联合发布了《京津冀及周边地区落实大气污染防治行动

计划实施细则》，要求全面淘汰燃煤小锅炉，北京、河北、上海、江苏等多省市更进一步要求改煤发电为天然气发电。此外，根据2013年10月国家发改委发布的《关于调整发电企业上网电价有关事项的通知》，上海、江苏、浙江、广东、海南、河南、湖北、宁夏等8省(区、市)天然气发电上网电价进一步得到上调。

根据国务院发布的《能源“十二五”规划》，中国要重点发展天然气发电，到2015年，天然气发电将实现5.6万兆瓦，较2010年年均增长16.2%。“十二五”时期，全国新增燃气电3万兆瓦。天然气(包括煤层气等)发电要实行大中小相结合，结合引进国外管道天然气和液化天然气在受端地区规划建设大型燃气机组，主要解决核电、风电、水电季节性电能对电网的调峰压力。在气源地规划建设燃气机组解决当地用电问题；2020年大型天然气发电规划容量分别为5万兆瓦。针对天然气分布式发电，结合城乡天然气管道布局规划建设分布式冷热电多联供机组，2015年和2020年天然气分布式发电规划容量分别达到1000兆瓦左右和3000兆瓦左右。在电网延伸供电不经济的地区，发挥当地资源优势，建设分布式发电系统。推动分布式发电和储能设施结合的分布式能源供应系统发展。

2. 风力发电

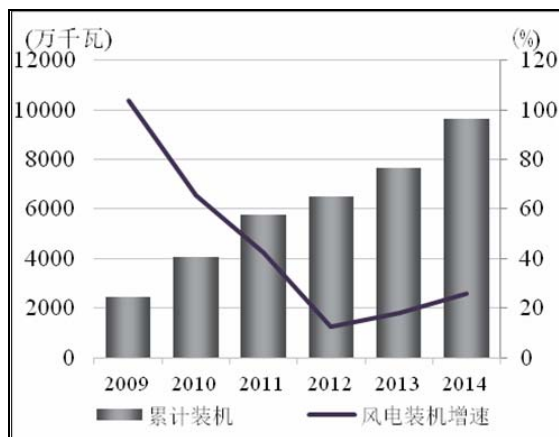
(1) 行业概况

近年中国电源投资结构不断优化，清洁能源投资占比明显提高。2014年，全国电源基本建设完成投资3646亿元，同比下降1.91%；其中，水电、火电、核电、风电分别完成投资960亿元，952亿元，569亿元，993亿元；电源投资中的非化石能源发电投资比重达到73.9%，同比下降1.2个百分点。2014年，全国风电投资增长迅速，同比增长55.64%，在电源总投资中占27.24%。2014年，全国电力装机容量持续提升，清洁能源装机占比依旧过半。全年非化石能源发电新增装机5.62万兆瓦、占总新增装机比重54%。

2014 年，全国来风情况普遍偏小，全国陆地 70 米高度年平均风速约为 5.5 米/秒，比往年偏小 8%~12%。受此影响，2014 年全国风电平均利用小时数 1893 小时，同比减少 181 个小时。2014 年弃风限电情况有所好转，全国风电平均弃风率 8%，同比下降 4 个百分点。

2014 年，全国风电开发建设速度明显加快，新增风电核准容量 3.6 万兆瓦，同比增加 0.6 万兆瓦，累计核准容量 17.3 万兆瓦，累计核准在建容量 7.7 万兆瓦，同比增加 1.6 万兆瓦。此外，受价格政策调整因素影响，2014 年下半年各地区不同程度出现了抢装现象，尤其是海上风电。2014 年 6 月《关于海上风电上网电价政策的通知》出台，明确上网电价。2014 年 12 月《全国海上风电开发建设方案(2014~2016)》发布，44 个海上风电项目列入开发建设方案，总容量达 1.05 万兆瓦，政策扶持推进了海上风电的飞速发展。

图 4 中国风电累计装机容量



资料来源：中国风能协会，国家能源局

截至 2014 年底，中国风电新增装机容量 1.98 万兆瓦，新增装机容量创历史新高，累计并网装机容量达到 9.64 万兆瓦，占全部发电装机容量的 7%，占全球风电装机的 27%。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。

总体看，全国风电发展较快，弃风现象有所改善；风电项目布局得到优化，向东部及南部地区扩张。

(2) 行业关注

风电不同于常规电源，其发电能力由来风情况决定，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。根据中电联统计数据，2014 年风力发电设备利用小时 1893 小时，同比减少 181 个小时，相较于其他电源，风电设备利用率仍有待提高。

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，造成风电场建成后，不能及时并网发电的问题。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。弃风限电是目前风力发电行业面临的主要问题，近年来虽有所缓解，但仍较为突出。2014 年风电上网电量 1534 亿千瓦时，占全部发电量的 2.78%。弃风限电暴露的是能源管理问题。一方面，中国风资源集中、规模大，远离负荷中心，资源地市场规模小、难以就地消纳；另一方面，风电本身具有波动性和间歇性等特点，风电并网需要电网配套建设调峰电源，而中国风电集中的“三北”（西北、华北、东北）地区，电源结构单一，基本没有调峰能力，同时中国电网建设不具备大规模的跨区输电能力。

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基地配套送出通道建设，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 年中国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。

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0.85元/千瓦时，潮间带风电项目上网电价为0.75元/千瓦时。2014年12月，国家发展改革委发布《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2014]3008号），对陆上风电继续实行分资源区标杆上网电价政策，将第I类、II类和III类资源区风电标杆上网电价每千瓦时降低2分钱，调整后的标杆上网电价分别为0.49元/千瓦时、0.52元/千瓦时和0.56元/千瓦时；第IV类资源区风电标杆上网电价维持现行0.61元/千瓦时不变。目前中国风电上网电价按上述两项政策执行，其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，进一步规范风电价格管理，有利于引导投资方向，改变过去盲目投资的现象，减少投资的不确定性。

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公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《关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》，风电企业销售风电而产生的增值税享受即征即退50%的优惠政策；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。

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）行业前景

国家发改委发布的《中国风电发展路线图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1.5万兆瓦左右，到2020年，力争风电累计装机达到20万兆瓦，且在不考虑跨省区输电成本的条件

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的情况下，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 2 万兆瓦左右，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 40 万兆瓦，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 3 万兆瓦，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 100 万兆瓦，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。

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略目标。行业未来发展前景可期。

3. 区域经济环境

北京作为中国的首都，是全国的政治文化中心和经济中心，对供电安全性、可靠性有着特殊的要求，确保首都电力能源安全供应与环境治理一直是国家有关部门及北京市委、市政府高度关注的问题。北京地区能源消耗量大，

但受地区资源和环保要求限制，北京市内不宜大量建设电厂。近年来北京市经济持续快速增长，特别是第三产业的快速发展和城市规模扩大、人口激增以及周边城市化进程的加速，北京的电力需求得到了有效地拉动，外部电力消纳市场的增长有助于公司的发展。

2014 年，北京市全年实现地区生产总值 21330.8 亿元，比上年增长 7.3%。其中，第一产业增加值 159 亿元，下降 0.1%；第二产业增加值 4545.5 亿元，增长 6.9%；第三产业增加值 16626.3 亿元，增长 7.5%。综上，北京市发展稳中有升，第三产业增速明显，占比 77.9%，公司外部经济环境较为良好。

2014 年，北京地区用电量达到 937 亿千瓦时，比上年增长 2.6%，增速较上年下降了 1.8 个百分点。

北京电网为非独立控制区，电力平衡在京津唐电网内统一安排。北京电网 500 千伏层面保持 10 余个通道与外网联络，网内机组按照月度电量计划及京津唐电网平衡情况统一安排发电、停备及检修。

总体上看，北京地区经济保持稳定增长，用电需求增速放缓，电网受电能力较强，公司持续发展具备较为良好的外部环境。

五、基础素质分析

1. 产权关系

2014 年 10 月，公司配售新 H 股 3.93 亿股，实际收到的募集资金净额折合人民币 9.86 亿元。超出认缴注册资本金人民币 5.93 亿元的部分，作为增加公司的总资本公积。配售后，公司已发行股份由 64.77 亿股增至 68.70 亿股，所有者权益增加幅度较大。上述新股配售完成后，控股股东京能集团直接或间接持股比例为 62.41%。公司实际控制人为北京市国资委。

2. 规模与竞争力

公司是北京最大的燃气电力供应商，燃气热电业务覆盖整个北京城区。截至 2014 年底，

公司控股装机容量为 6934 兆瓦，同比上升 69.26%，其中气电占 63.97%，风电占 26.18%，水电占 5.96%，光电占 3.89%。在气电装机大幅扩张的推动下，2014 年公司实现发电量 163.51 亿千瓦时，同比增长 19%，上网电量 160.72 亿千瓦时，发电利用率高，发电能力有所提升。

作为中国的政治经济文化中心，为提高能源效率、空气质量及生活水平，北京的环保及节能减排标准相对较为严格。其中天然气发电是不可或缺的清洁能源，与传统的燃煤电厂相比，燃气热电厂可频繁快速启动发电，因而可满足临时电力调度需求，并可在相对短时间内增加及有效调节发电量，具有优异的调峰填谷性能。此外，北京冬季对热能有极大需求，公司热电联产过程中会同时输出电力与热能，因此冬季公司会优先获得电力调度以保障热能生产，整体经济效益非常突出。目前，北京地区已经明确不批准建设新煤电项目，电力缺口靠天然气发电和可再生能源发电补足，而公司作为北京最大的燃气电力供应商，将明显受益于该政策。

综合来看，公司在清洁能源发电行业规模较大，燃气发电在北京拥有垄断优势，市场竞争力很强。

六、管理分析

2015年1月30日，北京纪委发布公告称，公司原董事长（兼京能集团原董事长）陆海军涉嫌严重违纪，正在接受组织调查。根据公司于2015年2月2日发布的《内幕消息股份复牌》，经半数以上董事推举，公司董事郭明星先生代理行使董事长职责，直至董事会改选出新董事长之日。

联合资信认为，作为港股上市公司，公司治理结构较为完善，运作规范，且实际控制人为北京市国资委，上述事项对公司业务正常运作影响有限。联合资信仍将密切关注事态发展

对公司经营和财务情况可能产生的影响。

跟踪期内，公司其他管理人无变化，公司在管理体制、管理制度等方面无重大变化。

七、经营分析

1. 经营概况

公司是京能集团下属清洁能源发电业务的主要载体，业务涉及燃气发电与供热、风电，中小型水电及其他清洁能源业务。作为清洁能源生产企业，公司获得国家天然气价及电价补贴、风电电价补贴等补贴所形成的营业外收入具有较强的连续性，公司实际利润水平处于行业较好水平。

跟踪期内，公司新增北京京能高安屯燃气热电有限责任公司（以下简称“高安屯燃气”）和北京京西燃气热电有限公司（以下简称：“京西热电”）项目投产，直接推动了公司的装机容量的扩大和营业利润的提升。同时受气电上网电价、热价的上调影响，公司营业收入快速增长，2014 年公司实现营业收入 90.08 亿元，其中售电业务地位突出，电力板块占营业收入总额的 92.17%。热电联产所形成的热力收入同比有所增长，2014 年为 6.09 亿元。

从毛利率看，受燃气价格和上网电价的影响，2014 年公司电力板块毛利率小幅上涨 2.32 个百分点至 17.88%。公司热电联产所产生的热力收入毛利率持续为负，主要由于燃气价格与热力价格均由政府指定，热力业务处于政策性亏损状态。

2015 年 1~3 月，公司实现营业收入 38.87 亿元，同比增长 83.44%；售电业务继续保持突出地位。毛利率方面，因为燃气价格的提高，公司电力、热力经营成本提高，导致电力业务毛利率和公司整体毛利率明显下降，分别为 13.78%和 10.63%。同时由于气价、电价均由政府指定，而政府通过补贴形式补偿中间差价并计入公司营业外收入，公司实际业务水平较好。2015 年 1~3 月，公司确认政府补贴 7.80

亿元。

表 1 公司营业收入及毛利率情况（单位：亿元、%）

项目		2012 年			2013 年			2014 年			2015 年 1~3 月		
		收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率
主营业务	电力	37.70	85.24	27.98	58.48	92.33	15.56	83.03	92.17	17.88	32.50	83.61	13.78
	热力	3.88	8.77	-12.11	4.18	6.60	-16.51	6.09	6.76	-10.34	6.31	16.23	-6.37
	工程服务	0.13	0.32	15.38	0.07	0.11	28.57	0.01	0.01	6.97	0.01	0.03	18.72
其他业务	其他业务合计	2.51	5.67	89.24	0.61	0.96	76.67	0.95	1.05	57.32	0.05	0.13	90.40
合计		44.23	100.00	27.92	63.34	100.00	14.07	90.08	100.00	16.40	38.87	100.00	10.63

资料来源：公司审计报告

总体看，跟踪期内公司收入规模快速扩张，同时考虑到公司作为清洁能源企业，一直获得国家天然气价补贴，气电补贴等，国家补贴所形成的营业外收入具有较强的连续性，公司实际业务利润水平处于行业较好水平。

2. 生产经营

公司的发电业务可分为燃气发电、风电、中小水电等，其中燃气发电与供热属热电联产项目。从业务构成上看，2014 年公司的业务收入中燃气发电及供热业务收入 66.83 亿元，约占公司营业收入的 74.18%，风电业务收入 15.74 亿元，约占公司营业收入的 17.48%，其他业务占比均较小。

（1）燃气发电及供热

公司燃气发电及供热业务主要由下属北京太阳宫燃气热电有限公司（以下简称“太阳宫热电”）、北京京丰燃气发电有限责任公司（以下简称“京丰燃气”）、北京京桥热电有限责任公司（以下简称“京桥热电”）、北京京能高安屯燃气热电有限责任公司（以下简称“高安屯燃气”）、北京京西燃气热电有限公司（以下简称：“京西热电”）和北京京能未来燃气热电有限公司（以下简称“未来城燃气”）负责运营。

表 2 2014 年公司燃气发电业务运营情况

项目名称	装机容量	售电小时	售电量（万	上网电价
------	------	------	-------	------

	量(兆瓦)	数(小时)	千瓦时)	(元/千瓦时)
京丰燃气	410.00	4276	175305.19	0.65
太阳宫燃气	780.00	4413	344224.30	0.65
京桥热电	838.00	4268	357688.05	0.65
未来城燃气	255.00	2240	57111.01	0.47
高安屯燃气	845.00	211	17804.62	0.47
京西燃气	1308.00	905	118416.27	0.65
合计	4436.00		1070549.44	

资料来源：公司提供

随着北京市五环内无煤化进程加快，公司燃气发电及供热板块项目投产，在建规模快速增长。其中，东北热电中心——高安屯燃气和西北热电中心——京西燃气分别新建一套 9F 级燃气-蒸汽联合循环“二拖一”发电供热机组和三套 9F 级燃气-蒸汽联合循环供热机组，并于 2014 年顺利投产运营。

截至 2014 年底，公司燃气发电累计装机容量为 4436 兆瓦，其中京西燃气装机容量 1308 兆瓦，高安屯燃气装机容量 845 兆瓦，京桥热电装机容量 838 兆瓦，太阳宫热电装机容量为 780 兆瓦，京丰燃气装机容量为 410 兆瓦，未来城燃气装机容量 255 兆瓦。

2014 年，公司外部用电需求环境较好，公司燃气发电机组运行水平良好。同时，主要受益于东北和西北热电中心项目的顺利投产与平稳运行，2014 年公司实现燃气售电量 107.05 亿千瓦时，同比增长 28.54%。

上网电价方面，公司燃气热电厂的上网电价由国家发改委厘定。自 2011 年 12 月起，公司燃气热电厂的上网电价由 0.53 元/千瓦时上调至 0.57 元/千瓦时，并于 2014 年 1 月根据《北京市发展和改革委员会关于疏导本市燃气电价矛盾的通知》（京发改[2014]118 号）进一步上调至 0.65 元/千瓦时。此外，针对公司的行业性质，政府以划拨补助的方式对公司进行弥补，2014 年，公司确认电价补贴 6.06 亿元，气价补贴 5.19 亿元，均计入营业外收入。

表 3 2014 年公司主要燃气发电项目政府补贴

补助明细	金额(亿元)	占比 (%)
太阳宫燃气电价气价补贴	3.91	33.25
京桥热电厂电价气价补贴	3.51	29.85
京丰燃气电价气价补贴	1.66	14.12
京西燃气电价气价补贴	0.98	8.33
未来城燃气电价气价补贴	0.68	5.78
合计	10.74	91.33

资料来源：公司提供

采购方面，由于京桥热电、京西热电等机组的投产，公司发电供热能力有所提高，对于天然气的采购需求明显增长，2014 年公司采购天然气 21.75 亿立方米，同比增长 29.61%。采购均价达 2.81 元/立方米，同比上涨 14.23%，受天然气价格上涨影响，天然气采购成本同比上涨 30.86%。但同时，政府对公司进行补贴划拨以缓解天然气价格上涨带来的成本压力。

燃气供热业务方面，公司与北京热力集团签订了供热协议，其中包括热能采购价、供热时间、计量及付款方式。售热价格原则上实行政府定价或政府指导价，由相关价格主管部门或其他经授权的政府主体厘定。公司每月收取所售热能费用，并可获赔偿因热能传输限制导致的实际损失（协议未列示补偿计算方法，迄今未发生补偿事宜）。供热时间一般为全年每天 24 小时，包括北京的法定供热时间（每年 11 月 15 日至次年 3 月 15 日，视天气情况微调）。根据《北京市供热采暖管理办法》，热能供应

商可应其客户需求在法定供热期外生产及销售热能。

随着热电机组改进扩张，2014 年公司供热能力迅速提高，截至 2014 年底，公司供热量为 704.35 万吉焦，同比增长 28.44%；平均供热价格 97.72 元/吉焦，同比上涨 13.39%。

总体看，公司燃气发电业务规模有所扩张，供热业务平稳运行，电价及热价的上调有助于缓和公司的经营压力；公司主营业务盈利水平受天然气价格影响较大，但考虑到政府对公司电价、气价等补贴，公司实际经营水平基本稳定。

（2）风力发电

公司开发、管理及经营风电场，并向当地电网公司销售公司风电场所产电力。目前，公司营运及在建风电场主要位于内蒙古、北京、宁夏及辽宁。公司于 2005 年开始在内蒙古开发首个风电项目，2007 年开始在北京开发首个风电项目，目前公司风电业务收入的 80%以上位于内蒙古地区。

表 4 截至 2014 年底公司风电板块情况表

项目	装机容量 (兆瓦)	售电小时数 (小时)	售电量(万千瓦 时)
辉腾分公司	130.50	1786	23307.23
赛汗分公司	148.50	1966	29188.96
白旗分公司	98.25	1764	17328.49
察右中发电	99.50	2253	22419.49
吉相华亚	99.00	1800	17818.50
乌兰伊力更	300.00	2339	70157.89
商都	99.00	2131	21096.40
霍林郭勒	79.50	2299	18276.10
宁夏太阳山	99.00	1981	19608.90
巴林右	49.50	1904	9424.00
科右中公司	49.50	1846	9139.18
旗杆公司	49.50	2389	11826.30
文贡乌拉	49.50	2329	11526.30
灵武	148.50	1905	28289.70
鹿鸣山分公司	150.00	1855	27825.60
GR 项目	165.50	164	2721.50
合计	1815.25		339954.54

资料来源：公司提供

公司的风电业务主要通过销售风电场所产电力获得收入。根据《可再生能源法》、《可再生能源发电有关管理规定》等法律法规，电网公司须强制全额收购在其电网覆盖范围内的可再生能源并网发电项目所产生的上网电量，并提供并网服务。根据国务院《节能发电调度办法(试行)》规定，使用风能、太阳能及海洋能等可再生能源的发电商，享有第一序位调度的权利。因此，公司风电电能享有法定强制购买及优先调度权利，一定程度上为风电消纳提供保障。

2014 年公司风电板块新增 GR 项目（装机容量 165.5 兆瓦），截至 2014 年底，公司控股风电装机合计 1815 兆瓦，同比增长 10.02%。2014 年，公司核准项目 150 兆瓦，并取得近 450 兆瓦的风电路线，有效保持了在宁夏。内蒙古地区项目开发的良好势头。然而主要受平均风速下降影响，公司售电量减少。公司实现风力售电 34 亿千瓦时，同比小幅下降 3.94%。售电量的减少导致公司风电收入同比下降 6.11%至 15.74 亿元。总体上看，公司风电板块有所扩张，但是弃风现象仍是公司发电发展的制约。

（3）水电及其他

截至 2014 年底，公司水电装机容量 413 兆瓦，同比增长 11.96%；光伏风电装机容量 270 兆瓦，同比增加超过 4 倍。2014 年水电光电售电量 19.67 亿千瓦时。但是相对气电风电，公司水电及光电装机规模较小，对公司营业收入影响不大。

总体看，作为公司主营业务收入和利润最主要构成因素，燃气发电及供热和风力发电业务目前运作情况良好，业务规模呈增长趋势。

未来，随着气电上网电价上调效果的逐步显现，公司盈利能力有望提升。

（4）上下游情况

采购方面，2014 年公司五大供应商的采购量占 2014 年度采购总量的 62.75%，集中度较高。

销售方面，公司前五大客户销售总额占 2014 年度销售总额的 92.13%，其中国网北京市电力公司销售收入占全部营业收入的近 70%，集中度很高。

表 5 2014 年公司前五大客户销售情况

客户名称	销售产品	销售收入（万元）	占公司全部营业收入的比例（%）
国网北京市电力公司	电力	622834.51	69.14
内蒙古电力（集团）有限责任公司	电力	106514.32	11.82
北京市热力集团有限责任公司	热力	52204.36	5.80
国网宁夏电力公司	电力	31698.59	3.52
四川大邑供电有限责任公司	电力	16653.14	1.85
合计		829904.92	92.13

资料来源：公司提供

3. 未来发展

从目前在建项目上看，公司的在建项目主要包括燃气发电及供热项目以及风力发电项目。截至 2015 年 3 月底，公司在建项目总投资 82.51 亿元，其中 16.50 亿元为自筹资金，66.01 亿元为贷款资金；主要集中在燃气、风电项目，所占比重达到 71.49%。截至 2014 年底公司已投入 27.18 亿元；2015 年拟投资 38.51 亿元，占总投资的 46.67%左右，处于投资高峰期，未来有一定的筹资压力。

表 6 截至 2015 年 3 月底公司主要在建项目（单位：万元）

项目名称	项目概况	总投资	资金筹措方案		截至 2014 年底已投资	拟投资		
			自筹	贷款		2015 年	2016 年	2017 年
未来城调峰热源	116MW	40476.00	8095.00	32381.00	26653.00	13823.00	--	--
海淀北调峰热源	290MW	113352.00	22670.00	90682.00	15432.00	11578.00	16000.00	70342.00
海淀北部燃气热电联产	294.44M	142300.00	28460.00	113840.00	18004.00	42390.00	81906.00	--

项目	W							
燃气项目小计		296128.00	59225.00	236903.00	60089.00	67791.00	97906.00	70342.00
官厅三期	49.5MW	49500.00	9900.00	39600.00	27769.00	21731.00	--	--
乌兰浩特呼和马场	49.5MW	42570.00	8514.00	34056.00	31688.00	10882.00	--	--
凉城风电项目	49.5MW	40257.00	8051.00	32206.00	28250.00	12007.00	--	--
灵武四期	49.5MW	39625.00	7925.00	31700.00	13967.00	25658.00	--	--
中宁风电	100MW	80000.00	16000.00	64000.00	106.00	79894.00		
北塔山风电	49.5MW	41800.00	8360.00	33440.00	404.00	41396.00		
风电项目小计		293752.00	58750.00	235002.00	102184.00	191568.00		
八达岭光伏	31.08MW	42533.00	8507.00	34026.00	31276.00	11257.00	--	--
中宁工业园一期和二期光伏	60MW	62000.00	12400.00	49600.00	24845.00	37155.00	--	--
贺兰鱼塘光伏	30MW	30993.00	6199.00	24794.00	7486.00	23507.00	--	--
建湖县新上鱼塘水面光伏	30MW	28828.00	5766.00	23062.00	16208.00	12620.00	--	--
格尔木四期光伏电站项目	20MW	17785.00	3557.00	14228.00	13189.00	4596.00		
迁西光伏	40MW	37735.00	7547.00	30188.00	2799.00	34936.00		
光电项目小计		219874.00	43976.00	175898.00	95803.00	124071.00		
永兴河梯级一级水电站	16MW	15345.00	3069.00	12276.00	13705.00	1640	--	--
水电项目小计		15345.00	3069.00	12276.00	13705.00	1640.00		
合计		825099.00	165020.00	660079.00	271781.00	385070.00	97906.00	70342.00

资料来源：公司提供

总体看，随着公司发电规模的不断扩大，公司的营业收入规模和营业利润规模也随之增长。未来随着国家对清洁能源产业支持力度的提升，公司将持续获得政府补贴，面临较好的发展机遇。同时，公司目前在建项目较多，面临一定的对外筹资压力。

八、财务分析

1. 财务质量及财务概况

公司提供的 2012 年国内会计准则报表由国富浩华会计师事务所审计，2013~2014 年财务报告经瑞华会计师事务所（特殊普通合伙）审计，均出具了标准无保留意见的审计结论。公司提供的 2015 年一季度财务数据未经审计。

2014 年，公司合并范围内新增格尔木京能新能源有限公司、京能（迁西）发电有限公司、宁夏中宁县京能新能源有限公司、建湖京能新能源有限公司、北京京能清洁能源电力股份（香港）有限公司、新 Gullen Range 风电场（控股）有限公司和宁夏贺兰京能新能源有限公司，除格尔木京能新能源有限公司（同一控制下的企业合并）外，其他均为投资设立。近三年公司合并范围变化不大，财务数据可比性较

强。

截至2014年底，公司合并资产总计479.84亿元，所有者权益（含少数股东权益4.41亿元）130.20亿元。2014年公司实现营业收入90.08亿元，利润总额15.33亿元。

截至2015年3月底，公司合并资产总计481.60亿元，所有者权益（含少数股东权益4.88亿元）135.96亿元。2015年1~3月公司实现营业收入38.87亿元，利润总额8.09亿元。

2. 盈利能力

跟踪期内，在热电中心项目投产带来的发电量增长推动下，公司营业收入快速增长。2014 年，公司实现营业收入 90.08 亿元，较上年增长 42.23%。同时，主要受燃气价格上涨的影响，公司 2014 年营业成本 75.31 亿元，较上年增长 38.37%，略低于营业收入增长率。营业利润率小幅上涨至 15.94%。

2014 年，公司期间费用同比快速增长；占营业收入的 16.98%，同比略有下降。2014 年公司期间费用 15.29 亿元，主要为财务费用 11.48 亿元，公司费用成本控制力有待提升。

2014 年，公司实现投资收益 3.79 亿元，其中以权益法核算的长期股权投资收益占

84.22%，主要为对京能国际的投资收益。

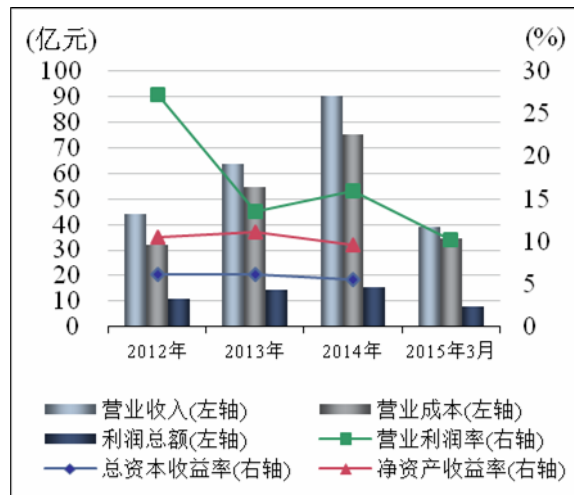
2014 年，公司营业外收入为 11.85 亿元，同比下降 17.23%，主要因为 2014 年 1 月 20 日燃气上网结算价格上调，公司气电收入有所提高，进而政府补助相应减少。2015 年一季度公司确认政府补助 7.80 亿元，是 2014 年同期的 1.64 倍，主要因为 2014 年 9 月 1 日天然气成本价格上涨 0.42/立方米以及公司新投产燃气项目增加，相应的燃气价格补贴也有所增长。受益于国家节能减排政策的实施和公司清洁能源发电项目的扩张，公司营业外收入具有较强的连续性。

2014 年，受基建项目的增加影响，公司规模有所扩大，但对公司利润的贡献有限。同时，2014 年平均风速降低，风电利润降低，也递减了一部分燃气新增利润。

受上述因素影响，2014 年公司实现利润总额 15.33 亿元，同比增长 5.55%。公司营业外收入和投资收益对利润总额贡献很大。

从盈利指标看，2014 年公司总资本收益率与净资产收益率小幅波动，分别为 5.59%和 9.64%，同比分别下降 0.56 个百分点和 1.41 个百分点。

图 5 近年公司盈利能力指标情况



资料来源：公司财务报表

2015 年 1~3 月，公司实现营业收入 38.87 亿元；同期实现利润总额 8.09 亿元，其中，营业外收入 7.85 亿元，占利润总额的 97.03%；

投资收益 0.57 亿元，占利润总额的 7.05%。营业外收入对利润的贡献率高。此外，公司 2015 年一季度利润增加也得益于 2014 年下半年的新投产电厂。

总体上看，公司营业收入快速增长，公司盈利能力逐步提升。未来随着产能的不断释放和政府补贴的持续，公司盈利水平有望提升。

3. 现金流分析

跟踪期内，公司经营活动现金流入增至 108.61 亿元，主要为销售商品、提供劳务收到的现金（占 78.24%），收到的其他与经营活动有关的现金大幅增长至 23.24 亿元（占 21.40%）。公司经营活动现金流出相应增至 84.33 亿元，主要用于购买商品以及接受劳务（占 77.41%）的大幅度增长，受此影响，2014 年，公司经营活动现金净流量下降为 24.29 亿元。从收入实现质量看，2014 年公司现金收入比为 94.34%，较 2013 年有所下降，公司收入实现质量一般。随着新项目的建成投产，未来公司经营现金流规模有望持续增长。

投资活动方面，2014 年流入与流出规模均有所下降。现金流入方面，公司投资活动现金流入量 8.52 亿元，同比下降 29.65%，主要为收回投资收到的现金大幅减少所致。公司投资活动现金流出合计为 66.19 亿元，主要为购建固定资产、无形资产等支付的现金（占 86.49%）。2014 年，公司投资活动产生的现金净流出量为 57.68 亿元。

2014 年，筹资活动前公司现金活动表现为净流出 33.39 亿元，公司经营活动无法覆盖投资活动的现金需求。

银行借款为公司的主要筹资方式，2014 年公司筹资活动现金流入量为 154.32 亿元，其中取得借款收到的现金占 90.58%；同期公司吸收投资收到的现金增至 11.81 亿元，主要是 2014 年 10 月增发所募集的资金和子公司吸收的少数股东投资。2014 年筹资活动现金流出合计 105.26 亿元，相应主要表现为偿还债务支付的现金（占 82.10%）。同期公司筹资活动产生的

现金净流入为49.06亿元。

2015年1~3月,公司销售商品、提供劳务收到的现金58.97亿元,经营活动现金流入75.59亿元,经营活动现金流出27.47亿元,现金流净额48.12亿元,现金收入比有所提升至151.71%。公司投资活动和筹资活动产生的现金流量净额分别为-12.88亿元及-19.20亿元,购建资产所支付的现金、偿还债务所支付的现金和取得借款收到的现金额较大。

总体看,公司经营活动净现金流跟踪期内较为稳定,收入实现质量有所提升。公司投资活动规模较大,具有一定筹资压力。

4. 资本及债务结构

截至2014年底,公司资产总额为479.84亿元,同比增长24.39%;其中,流动资产占22.81%,非流动资产占77.19%。非流动资产在资产总额中占比大,跟踪期内,资产结构变化不大。

跟踪期内公司资产总额增长主要来自于货币资金、应收账款、其他流动资产和固定资产的增长。截至2014年底,主要由于银行存款增加57.85%(配售募集资金尚未全部结汇使用及期末收到2014年全年有关清洁能源生产的政府补贴资金),公司货币资金增加16.23亿元。公司应收账款43.55亿元,同比增长60.70%,主要为对电力公司的应收账款。截至2014年底,公司固定资产净额288.45亿元,同比增长52.35%,其中高安屯燃气发电、京西燃气发电等在建工程投产转入固定资产89.46亿元。截至2014年底,公司其他流动资产增加2.81亿元,主要是待抵扣进项税的增加和待结算西门子长期维护备件款。

截至2015年3月底,公司资产总额为481.60亿元,较2014年底小幅增长0.37%。整体看公司资产结构变化不大。

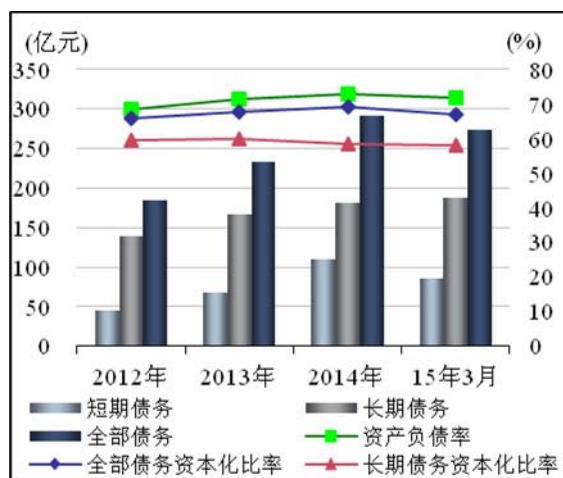
权益方面,2014年归属于母公司所有者权益规模125.79亿元,较上年增长16.74%。2014年9月,经《关于核准北京京能清洁能源电力

股份有限公司增发境外上市外资股的批复》(证监许可[2014]992号)批复同意,公司实际配售3.93亿股H股,公司实收资本增至68.70亿元,资本公积增至22.81亿元。2014底公司未分配利润增长35.27%至30.90亿元。截至2014年底,公司所有者权益合计130.20亿元,归属于母公司权益主要由股本(占54.61%)、资本公积(占18.13%)和未分配利润(占24.56%)等构成。截至2015年3月底,公司未分配利润继续增长导致所有者权益增至135.96亿元。公司所有者权益构成稳定性较好。

负债方面,截至2014年底公司负债合计349.64亿元,同比增长27.08%,主要来自短期借款、其他应付款、一年内到期的非流动负债与长期借款。流动负债同比增长49.75%至160.52亿元,占比为45.91%,同比增加6.95个百分点。有息债务方面,跟踪期内,公司有息债务规模有所扩大。截至2014年底,公司全部债务总额达到291.07亿元,同比增长25.00%,其中长期债务占62.49%,短期债务占37.51%,短期债务规模有所上升;截至2015年3月底,公司有息债务降至273.84亿元,结构较2014年底变化不大。

从债务指标看,2014年底公司整体资产负债率与全部债务资本化比率小幅上升,分别为72.87%和69.09%,长期债务资本化比率小幅下降至58.28%。截至2015年3月底,以上指标分别为71.77%、66.82%和58.06%,债务负担略有下降。

图6 近年公司债务指标情况



资料来源：公司财务报表

跟踪期内，公司新收购格尔木京能新能源有限公司；新增香港公司，并以香港公司为平台收购澳洲GR公司等，导致公司合并资产负债的增加。此外，公司新投建项目投资额度较大，其中资本金占20%，导致公司筹资负债的相应增加。总体看，公司资产构成稳定，固定资产占比高，资产规模持续增长，资产流动性一般；有息债务规模有所增长，债务负担较重。

5. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，2014年，经营现金流动负债比为15.13%，经营活动获取的现金对流动负债的保障能力下降。2014年公司流动资产增速略高于流动负债增速，流动比率和速动比率分别小幅上升至68.19%和67.27%。截至2015年3月底，以上两项指标分别为76.66%和75.79%，指标较上年底略有增长，但仍存在一定的短期支付压力。

从长期偿债能力指标看，2014年EBITDA为39.42亿元；EBITDA利息倍数降至2.84倍，全部债务/EBITDA升至7.38倍。总体看，公司长期偿债能力正常。

公司与国内主要商业银行建立了良好的合作关系，截至2015年3月底，公司获得银行授信额度580亿元，尚未使用352亿元，公司间接融资渠道畅通。同时，公司为香港联合交易

所上市公司，直接融资渠道畅通。

截至2015年3月底，公司无对外担保。

6. 存续期内债券偿还能力

截至2015年3月底，公司存续期内债券“15京能洁能CP001”额度为10亿元。截至2015年3月底，公司扣除受限资金后的现金类资产59.53亿元，是存续期债券发行额度的5.95倍，公司现金类资产对存续期内债券保护程度很强。2014年，公司经营活动产生的现金流入量为108.61亿元，净流量为24.29亿元，分别为存续期内债券10.86倍和2.43倍。公司经营活动现金流量对存续期债券覆盖程度很高。

总体看，公司现金类资产以及经营活动现金流量对存续期内债券保障能力很强。

7. 过往债务履约情况

根据公司过往在公开市场发行及偿付债务融资工具的历史记录，公司无逾期或违约偿付记录，过往债务履约情况良好。

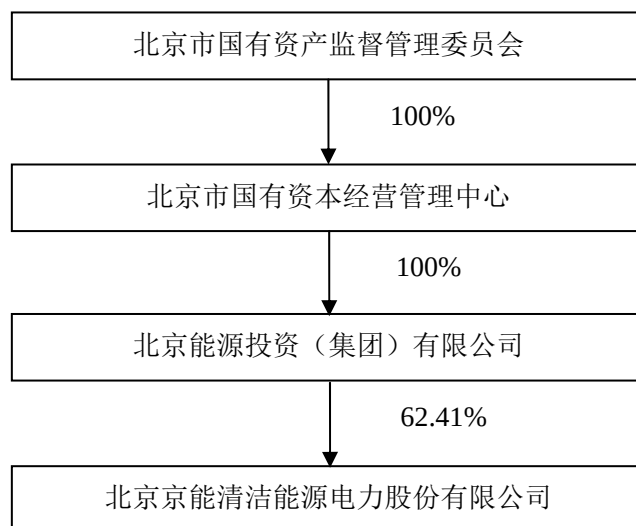
8. 抗风险能力

总体看，公司目前负债水平较高，且有息债务占比较高，考虑到公司所处区域、股东支持及未来清洁能源受国家及地方政府支持政策有望持续，且公司主营业务盈利能力较强，经营活动现金流强劲，对债务偿还所形成的良好保障，联合资信认为，公司整体抗风险能力强。

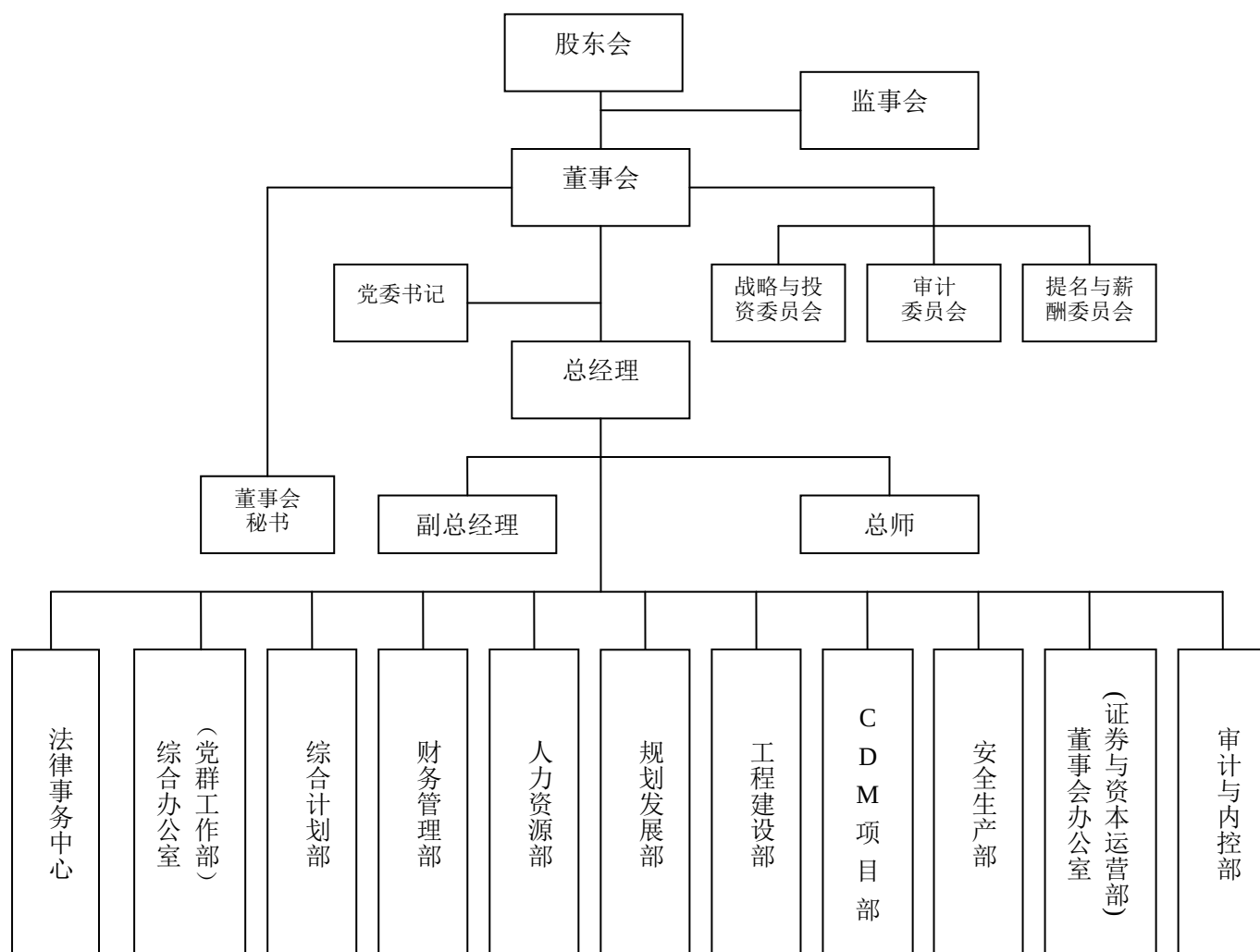
九、结论

综合考虑，联合资信维持公司 AAA 的主体长期信用等级，评级展望为稳定，并维持“15京能洁能 CP001” A-1 的信用等级。

附件 1-1 公司股权结构图



附件 1-2 公司组织架构图



附件 2 主要财务数据及指标

项目	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年 3 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	24.19	27.86	47.17	59.53
资产总额(亿元)	300.82	385.75	479.84	481.60
所有者权益(亿元)	94.55	110.63	130.20	135.96
短期债务(亿元)	45.08	66.85	109.19	85.66
长期债务(亿元)	138.80	166.00	181.88	188.18
全部债务(亿元)	183.88	232.85	291.07	273.84
营业收入(亿元)	44.23	63.34	90.08	38.87
利润总额(亿元)	11.16	14.52	15.33	8.09
EBITDA(亿元)	26.75	34.43	39.42	--
经营性净现金流(亿元)	18.08	37.06	24.29	48.12
财务指标				
销售债权周转次数(次)	2.48	2.64	2.51	--
存货周转次数(次)	52.58	70.50	65.24	--
总资产周转次数(次)	0.16	0.18	0.21	--
现金收入比(%)	99.55	115.85	94.34	151.71
营业利润率(%)	27.19	13.51	15.94	10.21
总资本收益率(%)	6.13	6.15	5.59	--
净资产收益率(%)	10.47	11.05	9.64	--
长期债务资本化比率(%)	59.48	60.01	58.28	58.06
全部债务资本化比率(%)	66.04	67.79	69.09	66.82
资产负债率(%)	68.57	71.32	72.87	71.77
流动比率(%)	93.11	67.55	68.19	76.66
速动比率(%)	92.05	66.76	67.27	75.79
经营现金流动负债比(%)	27.50	34.57	15.13	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.73	3.86	2.84	--
全部债务/EBITDA(倍)	6.87	6.76	7.38	--

注：1. 公司 2015 年 1 季度财务数据未经审计；

2. 现金类资产计算中扣除了公司受限货币资金。

附件 3 有关计算指标的计算公式

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

银行间债券市场中长期债券信用等级设置及其含义同主体长期信用等级。

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