

信用等级公告

联合[2015] 275 号

联合资信评估有限公司通过对北京京能清洁能源电力股份有限公司信用状况进行综合分析和评估，确定

北京京能清洁能源电力股份有限公司
主体长期信用等级为
AAA

特此公告。

联合资信评估有限公司
二零一五年三月十八日



北京京能清洁能源电力股份有限公司

主体长期信用评级报告

评级结果:

主体长期信用等级: AAA

评级展望: 稳定

评级时间: 2015 年 3 月 18 日

财务数据

项目	2011 年	2012 年	2013 年	14 年 9 月
资产总额(亿元)	244.70	300.82	385.75	420.24
所有者权益(亿元)	91.66	94.55	110.63	116.42
长期债务(亿元)	81.16	138.80	166.00	164.38
全部债务(亿元)	142.74	183.88	232.85	263.75
营业收入(亿元)	42.02	44.23	63.34	50.91
利润总额(亿元)	10.73	11.16	14.52	10.55
EBITDA(亿元)	24.24	28.44	34.54	--
营业利润率(%)	22.79	27.19	13.51	17.83
净资产收益率(%)	9.83	10.47	11.05	--
资产负债率(%)	62.54	68.57	71.32	72.30
全部债务资本化比率(%)	60.89	66.04	67.79	69.38
流动比率(%)	70.70	93.11	67.55	50.46
全部债务/EBITDA(倍)	5.89	6.47	6.74	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.16	2.45	3.12	--

注: 2014 年前三季度财务数据未经审计。

分析师

于浩洋 石岱

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

联合资信评估有限公司(以下称“联合资信”)对北京京能清洁能源电力股份有限公司(以下称“公司”)的评级,反映了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,在行业地位、经营环境、股东及政府支持等方面的显著优势。同时,联合资信也关注到燃气价格变化影响公司的发电成本、债务负担较重等因素对公司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。联合资信对公司的评级展望为稳定。

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. 公司是北京最大的燃气电力供应商,在北京地区具有垄断地位,其燃气热电联产业务受到北京市政府的大力扶持。
3. 公司是中国领先的风电运营商,装机容量较大,营运效率较高。
4. 公司在建及规划建设的燃气发电、风电项目较多,增长潜力较大,具有持续发展能力。

关注

1. 燃气价格的变化、电价政策及公司享有的发电补贴程度将在一定程度上影响公司发电成本与利润。
2. 未来电价改革及补贴变化将给公司的盈利带来影响。
3. 公司债务负担较重。

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、北京京能清洁能源电力股份有限公司主体长期信用等级自 2015 年 3 月 18 日至 2016 年 3 月 17 日有效；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、主体概况

北京京能清洁能源电力股份有限公司（以下简称“公司”或“京能清洁能源”）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。

公司完成 H 股发行上市后，经数次配售以及股权变更，目前公司已发行股份为 68.70 亿

股；其中京能集团持股比例为 62.41%，为公司第一大持股股东。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。截至目前，公司下设综合办公室、人力资源部、规划发展部、工程建设部等 11 个职能部门。

截至 2013 年底，公司合并资产总计 385.75 亿元，所有者权益（含少数股东权益 2.88 亿元）110.63 亿元。2013 年公司实现营业收入 63.34 亿元，利润总额 14.52 亿元。

截至 2014 年 9 月底，公司合并资产总计 420.24 亿元，所有者权益（含少数股东权益 3.74 亿元）116.42 亿元。2014 年 1~9 月公司实现营业收入 50.91 亿元，利润总额 10.55 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；法定代表人：陆海军。

二、宏观经济和政策环境

2014 年前三季度，中国国民经济在新常态下运行总体平稳。前三季度国内生产总值 419908 亿元，按可比价格计算，同比增长 7.4%。分季度看，一季度同比增长 7.4%，二季度增长 7.5%，三季度增长 7.3%。虽然 GDP 增速放缓，但结构调整稳步推进，主要表现为：①产业结构更趋优化：第三产业增加值占国内生产总值的比重为 46.7%，比上年同期提高 1.2 个百分点，高于第二产业 2.5 个百分点；②需求结构继续改善：最终消费支出对国内生产总值增长的贡献率为 48.5%，比上年同期提高 2.7 个百分点。

从消费、投资和进出口情况看，2014 年前三季度，市场销售稳定增长，固定资产投资增速放缓，进出口增速回升。社会消费品零售总额 189151 亿元，同比名义增长 12.0%（扣除价格因素实际增长 10.8%），增速比上

半年回落 0.1 个百分点；固定资产投资（不含农户）357787 亿元，同比名义增长 16.1%（扣除价格因素实际增长 15.3%），增速比上半年回落 1.2 个百分点；进出口总额 194223 亿元人民币，同比增长 3.3%，增速比上半年加快 2.1 个百分点。

2014 年前三季度，中国继续实施积极的财政政策。全国财政收入 106362 亿元，比去年同期增加 7973 亿元，增长 8.1%。其中税收收入 90695 亿元，同比增长 7.4%。全国财政支出 103640 亿元，比去年同期增加 12107 亿元，增长 13.2%，完成预算的 67.7%，比去年同期提高 1.5 个百分点。

2014 年前三季度，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。9 月末，广义货币（ M_2 ）余额 120.21 万亿元，同比增长 12.9%，狭义货币（ M_1 ）余额 32.72 万亿元，增长 4.8%，流通中货币（ M_0 ）余额 5.88 万亿元，增长 4.2%。9 月末，人民币贷款余额 79.58 万亿元，人民币存款余额 112.66 万亿元。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，前三季度国民经济运行保持了总体平稳、稳中有进、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。

三、行业及区域经济环境

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。

1. 燃气发电

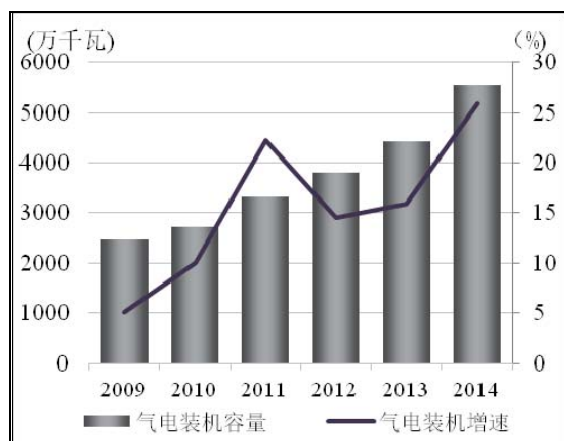
（1）行业概况

燃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电安全性、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。国内外发电厂的运行经验表明，当电网遭遇意外事故，甚至出现大面积停电的情况下，燃气轮机由于启动性能优于常规汽轮机组（结构紧凑，起停性能好），可以保证区域内的供电。此外，燃气发电通常靠近用户便于提供热能，可以通过热电联供提高机组的经济性，优秀的冷热电三联供发电系统能够把能源转换效率提高到 95% 以上，经济效益十分突出。

2007 年 8 月颁布的《天然气利用政策》中规定，若在重要用电负荷中心且天然气供应充足的地区，建设利用天然气调峰发电项目属于允许类。近年来，中国天然气发电事业获得了较大的发展，占总装机容量的比例大幅上升；随着国内一批燃气电厂（莆田燃气电厂、郑州燃气电厂、厦门东部燃气电厂和浙江杭州下沙天然气热电厂等）陆续竣工投产，中国燃气机组装机容量持续增长。近年来，中国燃气发电机组增幅保持较快水平，2010~2014 年中国燃气机组装机容量年增长率均超过 10%；在国家环保政策的助推下，京津冀等重污染地区纷纷加快了燃气发电项目以及煤电改气电项目的发展速度，2014 年天然气发电装机增速超过

25%。根据中国电力企业联合会于 2015 年 2 月发布的《2014 年电力工业运行简况》，截至 2014 年底，全国天然气发电装机 5567 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、环渤海等东部一次能源匮乏、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：中国电力企业联合会

（2）行业竞争

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。

目前，国内除五大发电集团外，大量民间资本纷纷涌入天然气发电领域，中石油已经将天然气发电纳入《2011-2015 年五年发展计划》。对于电力集团来讲，主要经济发达地区

出于保护环境考虑，新批火电机组将以天然气为主，电力集团未来投资重点势必向天然气电厂转移。燃气经销商亦有望成为天然气发电领域扩军的主力，在天然气供应能力不断增强的背景下，燃气经销商将有更多的富余气源，自建天然气电厂既可以消化多余的天然气，也能够丰富业务构成，提高自身盈利能力。部分地区燃气分销商投身于天然气电厂的积极性非常高，一般 4~5 年可收回成本。比如，40 万千瓦燃气电厂建设费为 20 亿元（大型电厂 5000 元/千瓦），20%为自有资金投入为 4 亿元，建成后电厂可以自负盈亏不用再投入；每立方米管输费 0.3 元，则燃气分销商每年可赚 0.84 亿元，5 年左右收回电厂投入资金。

（3）行业生产技术

燃气发电分为集中式和分布式，前者是传统的发电方式，后者采用完全不同于集中式供电的方式，被称为“第二代能源系统”。由于天然气来源渠道分散，分布式发电将能源综合利用分布在用户端，相比集中发电具有投资更少、风险能够有效分散以及高效减排的优势，是集中发电的有利补充。

目前燃气发电主流技术是采用燃气—蒸汽联合循环热电联产机组，主要设备包括燃气轮机、余热锅炉、供热式汽轮机。燃气轮机装置是一种以空气及燃气为工质的旋转式热力发动机，将燃料的能量转变为有用功的内燃式动力机械，是一种旋转叶轮式热力发动机。余热锅炉是利用汽轮机尾气热能，提高整个装置的热效率的关键设备。通常是利用此热量加热水，使水变成蒸汽。蒸汽可以用来推动蒸汽轮机一发电机，也可用于生产过程的加热或供生活取暖用。从燃气轮机排出的高温气体高达摄氏 600 度，可以进入余热锅炉把水加热成高温高压蒸汽用于发电，或者进入蒸发型溴冷机进行余热利用，由此分为三种机组类型：

简单循环发电：由燃气轮机和发电机独立组成的循环系统，也称为开式循环。其优点是装机快、起停灵活，多用于电网调峰和交通、

工业动力系统。

前置循环热电联产或发电：由燃气轮机及发电机与余热锅炉共同组成的循环系统，它将燃气轮机排出的功后高温乏烟气通过余热锅炉回收，转换为蒸汽或热水加以利用。主要用于热电联产，也有将余热锅炉的蒸汽回注入燃气轮机提高燃气轮机出力 and 效率。

联合循环发电或热电联产：燃气轮机及发电机与余热锅炉、蒸汽轮机或供热式蒸汽轮机（抽汽式或背压式）共同组成的循环系统，它将燃气轮机排出的功后高温乏烟气通过余热锅炉回收转换为蒸汽，再将蒸汽注入蒸汽轮机发电，或将部分发电做功后的乏汽用于供热。

主流燃气轮机分为 A、B、E、F、G 和 H 级，其中主要是 E 级和 F 级。A、B 级燃机大多用于热电冷三联供分布式能源系统。从投资上来看 E 级最低，适合于中小型机组，可兼顾区域供热，供热量适中，是替代分散小锅炉或燃煤小热电的最佳选择；从效率和发电成本来看 F 级最好，是建设大型联合循环电厂的首选机型。F 级联合循环热效率比 E 级联合循环高出 5~6 个百分点，热耗率为 E 级的 91%，同样发电量下，燃料成本可以减少 10%，中国天然气价格较高，大型电厂选用先进技术的机型的重要性尤为突出。对于热电联供的中小型燃气轮机组，优先选用 E 级轮机可以降低初始投资门槛，加快普及；同时，E 级轮机折旧低但消耗燃料多，适用于天然气价较低的地区。

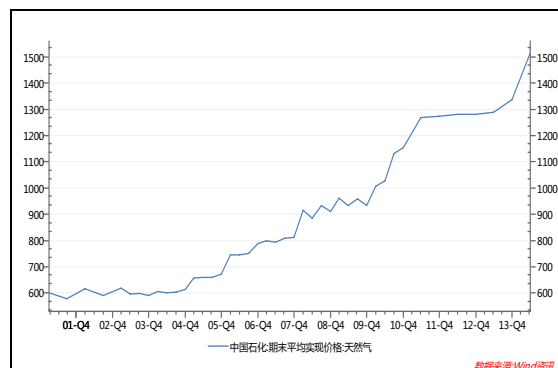
（4）行业关注

中国能源“多煤少油缺气”，气源又集中在西北内陆地区，造成区域供需不平衡，西气东输工程仍不能完全满足经济发达地区的需求，沿海地区对液化天然气（LNG）进口依存度较高。未来非常规天然气（煤层气、页岩气等）的开采使用，将提高气源的供应保障。

中国燃料价格比(天然气与煤的价格比)与国外一些国家相比要高得多，因而在目前情况下天然气发电成本要高于燃煤电厂，用天然气发电度电成本超过 0.7 元，而煤电上网电价仅

为 0.5 元左右，相比现行未计入环境成本的电力价格缺乏足够的竞争力。

图2 中石化天然气期末平均实现价格走势



资料来源: wind资讯

由于国内天然气供需关系长期失衡，天然气价格持续上涨，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/立方米上升至 2014 年 2 季度末的 1515 元/立方米，年均增长率超过 7%。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。

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。2015 年 2 月 26 日，国家发改委发布《关于理顺非居民用天然气价格的通知》（以下简称“《通知》”），进一步调整天然气价格以推动存量气与增量气价格并轨。根据《通知》要求，增量气最高门站价格每千立方米降低 440 元，存量气最高门站价格每千立方米提高 40 元；《通知》还放开直供用户（化肥企业除外）用气门站价格，直供价格由供需双方协商确定。《通知》于 2014 年 4 月 1 日起实施。上述政策的实行，有利于创建公平的市场竞争环境，促进企业平等竞争，也为推进天然气价格市场化奠定基础，为其做好了初期准备。

（5）行业前景

2011 年 10 月份，国家发改委、财政部、住建部和能源局联合下发了《关于发展天然气分布式能源的指导意见》，首次明文鼓励该产业发展。四部委在指导意见中提出，“各地和电网企业应加强配电网建设，电网公司将天然气分布式能源纳入区域电网规划范畴，解决天然气分布式能源并网和上网问题；价格主管部门会同相关部门研究天然气分布式能源上网电价形成机制及运行机制等体制问题”。

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。目前中国沿海地区的天然气发电厂的建设力度明显提速，天然气产业的需求程度大大提升。北京市发改委为疏导北京市燃气发电价格矛盾，自 2014 年 1 月 20 日起，北京非居民电价每度电平均上调 6 分钱，居民生活用电价格不调整。涨价之后，一般工业用电在尖峰时期一度电约 1.5 元左右，高峰时段一度电 1.37 元左右，平段一度电约 0.8 元左右，低谷时段 0.37 元左右。

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 5600 万千瓦，较 2010 年年均增长 16.2%。“十二五”时期，全国新增燃气电 3000 万千瓦。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 5000 万千瓦。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 100 万千瓦左右和 300 万千瓦左右。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。

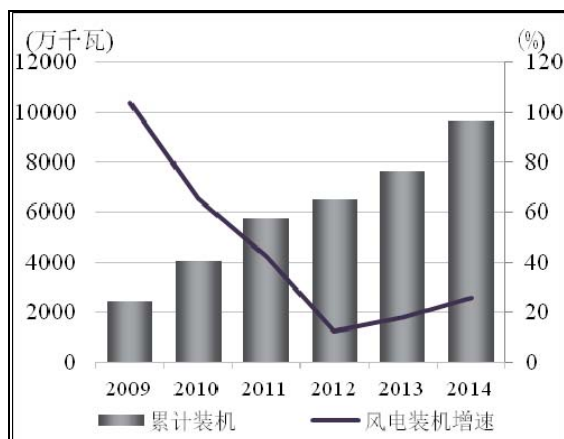
2. 风力发电

（1）行业概况

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 2013 年底，根据中国风能协会统计，中国风电装机规模为 9174.46 万千瓦；按上述数据测算，已并网风能占中国可开发总量的 2.97%。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。

图3 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

根据国家能源局于 2015 年 2 月发布的《2014 年风电产业监测情况》，风电新增装机容量 1981 万千瓦，新增装机容量创历史新高，累计并网装机容量达到 9637 万千瓦，占全部发电装机容量的 7%，占全球风电装机的 27%。

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，最高的地区是云南 2511 小时，最低的地区是西藏 1333 小时。

2014 年，全国风电开发建设速度明显加快，新增风电核准容量 3600 万千瓦，同比增加 600 万千瓦，累计核准容量 1.73 亿千瓦，累计核准在建容量 7704 万千瓦，同比增加 1600 万千瓦。风电发展“十二五”第三批核准计划完成率 76%，第四批核准计划完成率 56%，完成率提高明显。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。

2014 年，风电设备制造能力持续增强，技术水平显著提升。全国新增风电设备吊装容量 2335 万千瓦，同比增长 45%，全国风电设备累计吊装容量达到 1.15 亿千瓦，同比增长 25.5%。风电产业制造能力和集中度进一步增强，8 家企业风机吊装容量超过 100 万千瓦。风机单机功率显著提升，2 兆瓦机型市场占有率同比增长 9 个百分点。风电机组可靠性持续提高，

平均可利用率达到 97%以上。

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 55233 亿千瓦时，同比增长 3.8%。其中，第一产业用电量 994 亿千瓦时，同比下降 0.2%；第二产业 40650 亿千瓦时，同比增长 3.7%；第三产业 6660 亿千瓦时，同比增长 6.4%；城乡居民生活 6928 亿千瓦时，同比增长 2.2%。工业用电量 39930 亿千瓦时，同比增长 3.7%，其中，轻、重工业用电量分别为 6658 亿千瓦时和 33272 亿千瓦时，分别比上年增长 4.2% 和 3.6%。总体看，中国电力供需偏紧，发电行业的发展具备较强的驱动力。

行业竞争方面，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

2009 年 7 月, 根据国家发改委《关于完善风力发电上网电价政策的通知》(发改价格[2009]1906 号), 对四类风能资源区分别设定相应的风电标杆上网电价, 在不同区域分别实施每度电 0.51 元、0.54 元、0.58 元以及 0.61 元的电价政策。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。目前中国风电上网电价仍按上述两项政策执行, 其对中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; 2011 年 11 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 8 厘/千瓦时。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。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整治水政策的通知》, 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。

(3) 行业关注

风电不同于常规电源, 其发电出力由来风情况决定, 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。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，主要由于风况同比劣化，全国风电平均利用小时数为 1893 小时，同比下降 9.00%。

表 1 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	1893	133.38

资料来源：中国电力企业联合会，国家能源局

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。2010 年是国内风电产业重要的转折点，弃风现象凸显，同年弃风限电量为 39.48 亿千瓦时，并于 2012 年随着装机容量扩张而快速增至 208.22 亿千瓦时。

2013 年以来弃风限电现象有所缓解，2014 年综合弃风限电量约为 133.38 亿千瓦时，但仍为 2010 年的 3.38 倍。根据国家能源局统计，2014 年全国平均弃风率为 8%，同比下降 4 个百分点；从区域上看，全国除新疆地区外弃风率均有不同程度的下降。这主要是因为，一方面 2014 年来风情况偏小，风电发电量的增幅降低，客观上减轻了市场消纳的压力；另一方面是国家连续 3 年采取了调控措施，严格控制弃风限电严重地区新建规模，加快外送通道建设，部署风电消纳示范项目，目前已初见成效。

未来，随着风电基地的逐步建成，风电送出和消纳问题的解决仍需从多方面入手解决，风电的利用效率仍具备上升空间。

(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 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。

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。

2013 年，北京市全年实现地区生产总值 19005.6 亿元，比上年增长 7.7%。其中，第一产业增加值 161.8 亿元，增长 3%；第二产业增加值 4352.3 亿元，增长 8.1%；第三产业增加值 14986.5 亿元，增长 7.6%。综上，北京市发展稳中有升，第三产业增速明显，公司外部经济环境较为良好。

2013 年，北京地区用电量达到 913 亿千瓦时，比上年增长 4.4%，增速较上年下降了 2 个百分点；四个季度的同比增长率分别为 6.48%、

7.14%、4.29% 和 0.02%，呈现出先增后降的趋势。其中，第四季度用电量与去年基本持平，主要是受“暖冬”影响，涉热用电量没有出现大幅增长。总体上看，北京市用电量已结束近 10 年的高速增长期，将进入中高速增长期。

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。

四、重大事项

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的影响不大。

五、基础素质分析

1. 产权关系

截至 2014 年 9 月底，京能集团为公司控股股东，直接间接持股比例总计为 66.20%。2014 年 10 月，公司配售新 H 股 3.93 亿股；配售后公司已发行股份由 64.77 亿股增至 68.70 亿股，合计募资 33.07 亿元。上述新股配售完成后，京能集团持股比例降至 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。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快速推进：目前西南热电中心—京桥项目已于 2013 年实现商运，东北热电中心--高安电项目以及西北热电中心--京西项目目前均处于建设的最后阶段，2015 年基本形成以燃煤、燃气区域锅炉为主，以新能源和可再生能源为辅的新城热电路局。

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。

可再生能源建设方面，截至 2014 年 9 月底，公司有 29 个风电场正式营运，控股装机容量为 1649.75 兆瓦，另有 5 个在建风场。此外，公司在还涉足中小型水电及其他清洁能源发电业。截至 2014 年 9 月底公司水电装机容量 388.89 兆瓦，光伏风电装机容量 210.00 兆瓦。随着目前国家城镇化进程的加速以及对环保需求的不断提高，清洁能源发展前景较为广阔。

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，风电项目稳步扩张，水电及光电项目持续推进，公司整体竞争力很强。

3. 技术及装备水平

燃气发电方面，为提高发电效率，公司在太阳宫燃气热电厂及京丰燃气热电厂安装有 9F 级燃气蒸汽联合循环机组，同时京桥燃气热电厂二期也安装该型号机组。公司向国内供应商及通用电气、三菱等国外供应商购置热电联产机组，该型号机组属国内领先水平，生产优势明显，市场竞争力很强。

风力发电方面，为提高经营效率，公司在内蒙古西部的风电场部署了集中监控系统，成为国内首家设有集中监控系统的风电运营商。该系统可实时监控相关风电场的风电机组，从而调整各风电场的维护计划以节省成本，并使各风电场与地方电网公司的调度衔接更为及时有效。公司拥有技术精湛，经验丰富的内部维护团队，专门负责风电场及子公司的日常检查、保养及维修。其中在内蒙古地区的核心维修团队所有成员均已具备中级或高级工程师资格，一半成员拥有五年以上风电机组维修经验。此外，在内蒙古风电场，还设有现场技术支持团队，其中近半数成员拥有三年以上维修经验，拥有本科及以上学历占比相对较高。同时，为确保风电场稳定运行，公司实行灵活有效的库存管理制度来保障机组零件（尤其是须定期更换部件）的供应。

4. 人员素质

公司代理董事长郭明星先生，现年 46 岁，博士学历，拥有逾 15 年电力业生产、建设、业务管理及资本管理经验。1990 年 9 月至 1999 年 11 月先后任沈阳浑海热电厂担任电气技术员兼厂办秘书、燃料部部长，1999 年 11 月至 2000 年 9 月担任沈阳浑河区人民政府区长助理，2000 年 9 月至 2004 年 12 月先后任北京国际电力开发投资公司电力投资管理部副经理及经理、总经理助理，2003 年 6 月至 2005 年 12 月任内蒙古岱海发电有限责任公司总经理，2005 年 1 月加入京能集团，先后任总经理助理、副总经理、总经理兼董事。2010 年 1 月起

担任公司非执行董事，负责公司的业务策略及整体发展；2015年2月起担任公司代理董事长。

公司执行董事兼总经理陈瑞军先生，现年51岁，硕士学历，拥有逾9年电力业生产、建设及业务管理经验。曾先后担任内蒙古凉城化工厂技术员、业务员、科长、副厂长、厂长，1994年1月至2003年8月任内蒙古凉城县副县长、县委副书记，2003年8月至2007年10月任内蒙古岱海发电有限责任公司常务副总经理，2007年10月至2012年8月任内蒙古京泰发电有限责任公司总经理，2012年9月起担任公司执行董事。

截至2014年9月底，公司共有在职员工2262人，其中生产人员占67.55%，管理人员占32.45%；从文化程度看，公司大专及以下学历占47.88%，本科学历占45.49%，硕士及以上学历占6.63%。

总体看，公司主要高级管理人员均拥有丰富的电力行业工作背景和管理经验，对行业发展趋势和公司经营驾驭能力较强，管理水平较高。公司员工以生产人员为主，文化程度较高，符合清洁能源新兴电力行业特点，近年公司引入大量高级人才和技术骨干，同时从内部挖掘培养各种项目实施人才，人员构成渐趋合理。

5. 外部支持

(1) 政府及政策支持

国家已出台多项优惠政策鼓励发展清洁能源发电，北京市政府也颁布了包括《北京市实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》、《北京市振兴发展新能源产业实施方案》等在内的一系列推动及鼓励可再生能源开发的地方法规及政策。公司的燃气发电及供热业务及其它可再生能源发电业务将持续受益于政府的政策支持。

根据《关于印发北京市城市公用企业补贴资金使用管理暂行办法的通知》及《关于加强电力企业补贴资金管理的通知》，公司的燃气

发电及其它可再生能源发电业务可享受政府补贴，包括燃气价补贴、上网电价补贴等。2011~2013年，公司收到的政府补助分别为6.38亿元、4.73亿元和14.29亿元。另外，公司出售给北京热力集团的热能，出售给居民供暖的收入，可免征增值税。

(2) 股东支持

公司股东京能集团是北京市政府唯一的电力投资主体和北京地区主要的电力供应主体，是北京国资系统全资国有大型的集团企业，是京津唐电网内第二大发电主体，是电力行业内最大的地方性电力生产企业之一，在首都能源战略布局中具有重要地位，在资产规模、资源布局、经营环境、项目储备、政府支持等方面均具有一定的优势，目前的业务组合有电力能源、热力供应、房地产、节能环保、金融证券等业务单元。

截至2014年6月底，京能集团已投产的发电机组控股装机容量为1504.76万千瓦，权益装机容量为1733.72万千瓦；2013年，京能集团发电量总计682亿千瓦时。

截至2013年底，京能集团（合并）资产总额为1506.76亿元，所有者权益524.25亿元，其中少数股东权益127.45亿元；2013年京能集团实现营业总收入320.46亿元，利润总额50.29亿元。

目前公司拥有京能集团清洁能源板块主要的优质资产。京能集团雄厚的实力能够在技术、人才、资金等多方面为公司提供支持。

六、管理分析

1. 治理结构

公司按照《公司法》、《证券法》等法律法规要求规范运作，严格执行《公司章程》、《股东大会议事规则》、《董事会议事规则》、《监事会议事规则》等规章制度。公司建立了股东大会、董事会、监事会和经理层分立的治理结构及经营、决策、监督相互制衡的管理机制。

根据公司章程，股东大会是公司的权力机构，董事会、监事会对股东大会负责。公司董事会由 9 名成员组成，其中 3 名为独立董事，董事任期 3 年，负责制定公司经营计划、投资和利润分配方案。董事会设董事长 1 人，由董事会以全体董事的过半数选举产生。公司监事会由 3 名监事组成，任期 3 年，监事会设监事会主席 1 名，由 2/3 以上监事选举产生。公司设总经理 1 名，由董事长提名，董事会聘任或解聘，总经理全面负责公司日常经营运作和控制管理，对董事会负责。

总体看，公司法人治理结构较完善。

2. 管理体制

公司下设综合办公室、人力资源部、规划发展部、工程建设部等 11 个职能部门，下属各部门职能划分明确，管理制度完善，执行情况较好。

公司各部门分工明确，对下属企业的对应部门进行专业指导、监督及业务支持，统一执行公司颁布的各项规章制度，在公司整体发展战略规划的基础上，各下属子公司建立了相应的经营计划和内部控制制度，完善自身管理。

为满足生产经营需要，公司制定了包括决策管理、经营管理、财务管理、工程管理、安全管理在内的 18 大项管理制度，管理制度内容涵盖公司业务的各个层面，制度较为健全，目前执行情况良好。

在经营管理方面，公司制定了《投资经营计划管理办法》、《综合统计管理办法》、《合同管理办法》、《招标投标管理标准》、《物资管理办法》等相关制度，明确了在业务开展过程中各

环节的管理办法，在较大程度上控制了经营风险。

财务管理方面，公司制定了包括预算、决算、资金管理、对外担保在内的系统化的财务管理制度，目前各项制度执行情况正常。公司本部作为资本运营中心、资金结算中心，对下属所有子公司资金进行监管，并实行全面的预算管理制度，预算与经营计划和目标对应，以保障公司经营目标的实现。

综合看，公司法人治理结构较为完善，各项规章制度比较健全，能够满足公司的正常运作。

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。随着公司发电以及供热规模的增长，公司主营业务收入稳定增长；2013 年 3 月公司京桥热电二期正式商运，推动公司营业收入获得了大幅提升。2011~2013 年公司主营业务收入年均增长 27.98%，2013 年为 62.73 亿元。

从收入构成上看，公司的主营业务收入主要来自于售电收入（2013 年占 93.22%），另外热电联产所形成的热力销售收入也是公司主营业务收入构成的来源之一（2013 年占 6.66%），公司主营业务收入中的其他项占比较小。2014 年 1~9 月，公司新投资资产运行水平良好，公司实现主营业务收入 50.89 亿元，占去年全年总额的 82.51%。

表 2 近年来公司营业收入及毛利率情况（单位：亿元，%）

项目		2011 年		2012 年		2013 年		2014 年 1~9 月	
		收入	毛利率	收入	毛利率	收入	毛利率	收入	毛利率
主营业务	售电	34.73	18.57	37.71	28.00	58.48	15.58	48.25	19.22
	热力	3.50	-6.45	3.88	-12.11	4.18	-16.51	2.63	-7.22
	服务收入	0.05	100.00	--	--	--	--	--	--
	工程服务	--	--	--	--	0.07	28.57	0.01	53.41

	京西重工工程	0.01	15.75	--	--	--	--	--	--
	主营业务合计	38.30	16.39	41.59	24.26	62.73	13.45	50.89	18.41
其他业务	其他业务合计	3.71	95.96	2.64	85.61	0.61	77.05	0.02	40.59
	合计	38.96	23.41	44.23	27.92	63.34	14.07	50.91	18.42

资料来源：公司提供

注：其他业务收入主要为 CDM 收入。

从毛利率水平看，公司售电业务受天然气价格影响显著，2012 年上升至 28.00%，并于 2013 年回落至 15.58%。公司热力销售毛利率为负值，主要原因是燃气价格与热力价格均由政府指定，中间差价补偿通过政府补贴的形式计入公司营业外收入；2013 年公司热力销售毛利率为-16.51%。主要受上述因素影响，近三年公司主营业务毛利率分别为 16.39%、24.26% 和 13.45%。进入 2014 年以来，主要受益于上网电价的上调，前三季度公司平均售电业务毛利率提升至 19.22%，带动同期内主营业务毛利率上升至 18.41%。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、天然气电价补贴以及风电电价补贴，以上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，公司的业务收入中燃气发电及供热业务占比较高，约占公司营业收入的 70%，风电业务约占 30%，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”）负责运营。2012 年底，公司装机容量合计 2028MW，其中京桥热电一期只能生产热能，二期项目完成投产。

2013 年 3 月，公司京桥热电二期项目正式商业化运营。京桥热电二期作为北京市区南部的热电源点，是北京市规划建设四大燃气热电中心之一；主要受益于此，2013 年公司实际发电能力获得显著提升。截至 2013 年底公司装机容量如下表所示。

表 3 2013 年公司燃气发电业务运营情况

项目名称	装机容量 (MW)	售电小时数 (小时)	售电量 (MWh)	上网电价 (元 /KWh)
太阳宫	780	4372	3410440.00	0.573
京丰一期	410	3508	1438410.60	0.573
京桥热电	838	4152	3479835.70	0.470
合 计	2028	4107	8328686.30	--

资料来源：公司提供

截至 2013 年底，公司电力装机容量合计 2028MW。2013 年，公司平均售电小时数为 4107 小时，其中太阳宫热电厂负荷水平较高（4372 小时），京丰燃气负荷水平相对较低（3508 小时），但仍处于行业良好水平。2013 年，公司完成售电量 832.87 万兆瓦时，同比提高 87.82%。

总体看，公司热电厂负荷水平良好；主要受京桥热电二期项目的投产，公司发电规模快速扩张，发电量获得显著提升。

公司燃气发电中燃气占生产成本的比例在 90%以上，公司发电所需的燃气均采购自北京市燃气集团有限责任公司（以下简称“燃气集团”）。

表 4 近年来公司天然气采购情况

(单位: 万立方米, 元/立方米)

项目	2011 年	2012 年	2013 年	14 年 1-9 月
采购量	107645.12	94150.56	167813.70	121125.39
采购均价	2.21	2.21	2.46	2.66

资料来源: 公司提供

由于京桥热电二期项目的正式运营, 2013 年公司天然气需求量快速上升; 2013 年, 公司天然气采购量合计 16.72 亿立方米。

公司旗下主要热电厂分别与燃气集团签订协议, 对采购量与采购价格加以约定; 北京燃气集团每 15 天记录燃气消耗量, 而热电厂必须在其后的 10 日内支付所用燃气费用; 协议到期后, 如无重大变化, 采购协议自动延期三年。公司太阳宫燃气、京丰燃气以及京桥热电的采购协议均于 2013 年 12 月到期, 并均已自动延期至 2016 年 12 月。

2011~2012 年, 公司天然气平均采购价格基本稳定, 均为 2.21 元/立方米。进入 2013 年, 根据国家政策调整, 天然气采购价格整体上升; 2013 年 7 月, 根据国家发改委《关于调整天然气价格的通知》(发改价格[2013]1246 号), 天然气定价机制得以重新确定, 天然气分为存量气与增量气, 其中存量气为 2012 年实际使用气量, 增量气为超出部分。天然气最高门站价格分种类得以核定; 北京市存量天然气最高门站价格上调至 2.26 元/立方米, 增量气上调至 3.14 元/立方米。2013 年, 由于公司天然气采购量快速增加, 增量气占比大幅提升, 公司平均采购价格增幅明显, 同期为 2.46 元/立方米, 同比增加 0.25 元/立方米; 该政策效果在 2014 年逐步显现, 前三季度公司平均采购价格提升至 2.66 元/立方米, 较 2012 年增加 0.45 元/立方米。

2014 年 8 月, 国家发改委发布《关于调整非居民用存量天然气价格的通知》(发改价格[2014]1835 号), 进一步上调天然气最高门站价格。2014 年 9 月, 北京市发改委发布《关于调整本市非居民天然气销售价格的通知》, 核定北京市工商业用气最高销售价格上调为

3.65 元/立方米。未来, 公司天然气采购价格或将进一步有所上升, 采购压力价格较大; 但考虑到燃气价格上调带来公司燃气成本的上升将由电价上调以及政府财政补贴补偿, 公司实际经营压力不大。

表 5 2013 年公司主要政府补助 (单位: 亿元, %)

补助明细	金额	占比
京桥热电厂电价补贴	5.40	37.79
太阳宫热电厂气价补贴	3.63	25.40
京桥热电厂气价补贴	1.69	11.83
京丰燃气气价补贴	1.34	9.38
太阳宫热电厂电价补贴	1.23	8.61
合计	13.29	93.00

资料来源: 公司审计报告

总体看, 公司气源稳定, 平均采购价格或将有所上涨, 但对公司实际经营水平影响不大。

根据 2005 年国家发改委颁布的《上网电价管理暂行办法》, 燃气发电厂的上网电价由国家发改委制定。近年来, 公司下属热电厂上网电价基本维持稳定, 2013 年太阳宫热电和京丰热电厂批准上网电价均为 0.573 元/千瓦时, 京桥热电厂的临时结算电价为 0.470 元/千瓦时。2014 年 1 月, 根据国家发展改革委《关于疏导京津沪燃气电价矛盾的通知》(发改价格[2014]112 号), 北京市发改委发布《关于疏导本市燃气电价矛盾的通知》, 北京市天然气发电企业临时结算上网电价统一调整为 0.65 元/千瓦时, 于 2014 年 1 月 20 日起执行。上述电价水平的实施有助于提升公司燃气发电业务的盈利水平。

从燃气供热业务看, 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。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。

太阳宫燃气热电厂及京桥燃气热电厂处于集中热能供应网络,其所生产的热能全部出售给北京热力集团,北京热力集团再将热能输送至北京网络覆盖地区内的工业或住宅用户。根据北京市《关于加强本市民用供热管理工作的暂行规定》以及太阳宫燃气和京桥燃气与北京热力集团签订的供热协议,太阳宫燃气和京桥燃气按有关部门核定的价格出售热能,按月收取售热费用,遵从北京热力集团按有关供热标准统一实施的调度指令,并可获赔偿因热能传输限制导致的实际损失。太阳宫燃气和京桥燃气的供热协议约定的供热时间一般为每天 24 小时,全年无休,保养期和非供热期由协议双方约定。

京丰燃气与其附近的用户签订了供热协议,其生产的热能直接供应给附近的终端用户。京丰燃气签订的供热协议约定的供热时间一般包括试运行期及法定供热期,并可视天气情况延长供热期。根据北京市政府颁布的相关法规规定,北京的法定供热时间为每年 11 月 15 日至次年 3 月 15 日,并可视每年的天气情况延长。

表 6 近年来公司供热业务情况

(单位:兆瓦、万吉焦、元/吉焦)

	2011 年	2012 年	2013 年	14 年 1~9 月
供热能力	927.48	927.48	1541.38	1766.71
年售热量	485.66	545.53	548.39	325.50
平均售热价格	81.49	80.44	86.18	91.00

资料来源:公司提供

2011 年以来,由于京桥热电因二期建设进行技术改造,故一期项目停止生产热能,2012 年底公司供热能力为 927.78 兆瓦。进入 2013 年,随着京桥热电二期项目的建成投产,一期

项目恢复供热,公司供热能力快速扩张至 1541.38 兆瓦。随着部分机组技改的完成以及小型供热机组的陆续投产,2014 年 9 月底公司供热能力小幅提升至 1766.71 兆瓦。

近年来,公司年售热量基本保持稳定,2011~2013 年分别为 485.66 万吉焦、545.53 万吉焦以及 548.39 万吉焦。公司主要供热项目京桥一期于 2013 年 3 月恢复供热;该项目为北京市城南行动计划的能源保障项目,是北京市的西南热电中心,主要受城市规划建设的影响,同年公司售热量并未获得快速提升。售热价格方面,公司售热价格由市发改委进行核定。近年来,公司售热价格波动上涨,2011~2013 年公司分别平均为 81.49 元/吉焦、80.44 元/吉焦以及 86.18 元/吉焦。2014 年 1~9 月,公司平均售热价格继续提升至 91.00 元/吉焦。

表 7 2013 年公司前五大客户销售情况(单位:%)

客户名称	销售产品	占公司全部营业收入的比例
北京市电力公司	电力	64.24
内蒙古电力(集团)有限责任公司	电力	14.81
北京市热力集团有限公司	热力	5.49
国网宁夏电力公司	电力	4.29
内蒙古东部电力有限公司	电力	4.08
合计	--	92.91

资料来源:公司提供

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解公司的经营压力;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和气价等补贴,公司实际经营水平基本稳定。

(2) 风力发电

经营概况

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。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,目前公司营

运及在建风电场主要位于内蒙古、北京、宁夏及辽宁。截至 2014 年 9 月底，公司风电装机容量合计为 1649.75 兆瓦；其中蒙西地区装机容量为 1024.25 兆瓦，占公司风电总装机容量的 62.09%。

表 8 截至 2014 年 9 月底公司风电板块装机情况表

项目名称	所在地	装机容量	投产时间
辉腾锡勒一期	蒙西	100.50	2007 年 9 月
鹿鸣山官厅一期	北京	49.50	2008 年 6 月
延庆低风速	北京	15.00	2008 年 12 月
吉相华亚一期	蒙西	49.50	2009 年 3 月
赛汗一期	蒙西	49.50	2009 年 6 月
哲里根图一期	蒙西	48.75	2009 年 7 月
察右中一期	蒙西	49.50	2009 年 8 月
察右中二期	蒙西	50.00	2009 年 10 月
乌兰伊力更	蒙西	300.00	2009 年 12 月
霍林河一期	蒙东	49.50	2009 年 12 月
吉相华亚二期	蒙西	49.50	2010 年 1 月
商都一期	蒙西	49.50	2010 年 4 月
赛汗二期	蒙西	49.50	2010 年 4 月
哲里根图二期	蒙西	49.50	2010 年 4 月
鹿鸣山官厅二期	北京	49.50	2010 年 9 月
鹿鸣山官厅二期加密	北京	36.00	2011 年 1 月
霍林河二期	蒙东	30.00	2011 年 9 月
辉腾锡勒二期	蒙西	30.00	2011 年 8 月
巴林右一期	蒙东	49.50	2011 年 9 月
宁夏太阳山一期	宁夏	49.50	2011 年 9 月
商都二期	蒙西	49.50	2011 年 8 月
宁夏太阳山二期	宁夏	49.50	2012 年 8 月
赤峰旗杆一期	蒙东	49.50	2012 年 9 月
科右中一期	蒙东	49.50	2012 年 9 月
文贡乌拉一期	蒙西	49.50	2012 年 10 月
灵武一期	宁夏	49.50	2012 年 11 月
灵武二期	宁夏	49.50	2012 年 11 月
灵武三期	宁夏	49.50	2013 年 3 月
赛汗三期	蒙西	49.50	2013 年 7 月
合计	--	1649.75	--

资料来源：公司提供

公司的风电场均设有定期维护与定期检修的时间表，凭借丰富的运营经验及技术知识，公司已发展充足的内部营运及维护团队，可进行大量营运及维护业务。为提高下属风电场的经营业绩，公司自 2009 年起运行集中监控系统，即时监控位于内蒙古西部地区的风电场的运作，监察并调整各风电场的维护计划以节省成本，并使各风电场与地方电网公司的合作模式更有效。另外，公司继续加强对主要营运及维护业务的控制，而非向风电机组制造商外包全部营运及维护服务，从而减少整体营运

及维护成本，提高风电场的利用时数。

公司拥有一支经验丰富、技术水平较高的风电内部维护团队，负责风电场及下属子公司的日常检查、保养及维修，这在较大程度上提高了公司风电业务的经营效率，并且能较好的保障公司风电业务的后续运营。

表 9 2013 年公司主要风电场上网电价及售电情况

项目	装机容量 (兆瓦)	售电小时数 (小时)	售电量 (MWh)
辉腾锡勒一期	100.50	1559.75	156754.84
辉腾锡勒二期	30.00	2974.50	89235.09
赛汗一期	49.50	2362.04	116920.78
赛汗二期	49.50	2844.40	140797.86
赛汗三期	49.50	2541.66	62906.02
哲里根图一期	48.75	1757.29	85667.75
哲里根图二期	49.50	1809.13	89552.04
霍林河一期	49.50	2468.64	122197.91
霍林河二期	30.00	2375.39	71261.74
吉相华亚一期	49.50	1799.46	89073.34
吉相华亚二期	49.50	1678.79	83100.10
商都一期	49.50	2134.99	105682.04
商都二期	49.50	2337.51	115706.82
察右中一期	49.50	2281.74	112946.28
察右中二期	50.00	2356.47	117823.50
巴林右一期	49.50	2276.97	112710.00
宁夏太阳山一期	49.50	2159.15	106878.00
宁夏太阳山二期	49.50	1831.47	90658.00
乌兰伊力更	300.00	2264.28	679283.44
科右中	49.50	2047.74	101363.32
旗杆	49.50	2934.75	145270.16
文贡乌拉	49.50	2291.20	113414.38
灵武一期	49.50	2200.55	108927.38
灵武二期	49.50	2315.44	114614.14
灵武三期	49.50	1877.47	77445.67
鹿鸣山官厅一期	49.50	2041.23	101040.70
鹿鸣山官厅二期	49.50	2201.01	108950.20
鹿鸣山官厅二期加密	36.00	2428.36	87421.10
延庆低风速	15.00	2087.47	31312.00
合计	1649.75	2145.12	3538914.60

资料来源：公司提供

2013 年，公司合计售电量为 35.39 亿千瓦时，同比增长 30.40%；公司风电场平均售电小时数为 2145.12 小时，同比提高 22.51%，处于

行业的良好水平；其中，蒙西大部分电场的平均售电小时数高于同一区域的平均水平，体现了较强的运营效率。

公司的风电业务主要通过销售风电场所产电力获得收入。根据现行监管条例，电网公司有购买可再生能源所产电力的法定责任，故公司的风电场将所产全部电力售予当地电网公司（电厂用电及输送损耗除外）。

公司与当地电网公司签署的购电协议一般为期数月至五年，根据购电协议，公司须遵从地方电网公司的调度指示，且必须调整发电量以保证电网稳定。公司的风电场与地方电网公司订立的购电协议一般订明计划发电量，地方电网公司每月向公司支付所售电力的款项。

根据《可再生能源法》、《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，可再生能源所产电力的上网电价现有两类：政府定价、政府指导价。对于 2005 年 12 月 31 日后至 2009 年 8 月 1 日前获得批准的风电项目，上网电价为政府指导价，其他可再生能源项目（例如太阳能电力及水电）上网电价则采用政府定价。

公司风电机组设备采购款一般占风电项目预付建设成本约 55%至 70%，而风电项目后续运营成本相对较低。公司一般以招标方式选择风电机组供应商，选择供应商过程中主要考虑供应商的可靠性、声誉、产品质量、价格、技术、生产能力及售后服务等因素。因此，公司一般向声誉良好、技术水平较高、售后服务完善的供应商采购风电机组设备。

为保障公司风电项目所需风电机组的供应并了解最新技术特点，公司亦与国内品牌风电机组供货商建立长期战略关系，与国际品牌风电机组供货商（如苏司兰及恩德等）也保持了良好的合作关系。

为整合并精简采购程序，公司多个风电场与北京国际电气工程签署协议，北京国际电气工程成为公司风电场的集中招标平台。凭借与国内外领先风电机组供应商的长期战略合作

关系，公司可及时稳定的获得技术支持，吸纳先进的风电场设备及备件供应，并能获得相对优惠的采购价格和相对有利的售后服务条件。

（3）水电及其他

公司目前在运营的水电项目规模不大，形成的收入和利润水平较低；截至 2014 年 9 月底公司水电装机容量为 388.89 兆瓦。

近年来公司光电项目建设稳健推进，增速较快；截至 2014 年 9 月底，公司光电项目装机容量合计为 210 兆瓦。

总体看，作为公司主营业务收入和利润最主要构成的燃气发电及供热、风电业务目前运作情况良好，业务规模呈增长趋势，主营业务运营稳健；水电和光电项目有序开展，对公司收入形成一定补充。

3. 经营效率

近年来公司各项经营效率指标呈现一定的波动，其中存货周转次数和总资产周转次数呈波动增长态势，销售债权周转次数呈波动下降趋势。2013 年，公司销售债权周转次数、存货周转次数、总资产周转次数分别为 2.64 次、70.50 次和 0.18 次。作为以固定资产为主要资产构成的清洁能源发电类企业，公司的存货除燃气外无其他消耗型原材料且燃气无存货存量，因此存货周转次数较高，销售债权周转次数处于燃气发电行业的正常水平。公司正处于规模扩张期，部分项目未投产或投产时间较短，这在一定程度上影响了公司资产的周转速率，考虑到随着公司风电等项目完工投产后，届时公司营业收入规模将大幅增长，资产周转速率也将相应提高。总体看，公司经营效率较高。

4. 未来发展

从目前在建项目看，公司的在建项目主要包括燃气发电、供热项目以及风力发电项目。截至 2014 年 9 月底，公司主要在建项目合计总投资为 174.23 亿元，已完成投资 101.05 亿

元；未来资本支出较大，主要集中在 2014~2015 年。

表 10 截至 2014 年 9 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 9 月底已投资	拟投资		
			自筹	贷款		14 年 9-12 月	2015 年	2016 年
高安屯燃气发电	845MW	319216	63843	255373	237221	81995		
未来城调峰热源	116MW	40476	8095	32381	26041	14435		
京西燃气发电	1308MW	457859	91572	366287	304084	153775		
海淀北调峰热源	87MW	113352	22670	90682	12502	12322	16000	72528
海淀北部燃气热电联产项目	294.44MW	142300	28460	113840	18012	50000	74288	
燃气项目小计	--	1073203	214640	858563	597860	312527	90288	72528
官厅三期	49.5MW	49500	9900	39600	24689	24811	--	--
乌兰浩特呼和马场	300MW	42570	8514	34056	28144	14426	--	--
凉城风电项目	49.5MW	40257	8730	34920	25410	14847	--	--
灵武四期	49.5MW	39625	7925	31700	9061	30564	--	--
澳洲 GR 项目	165.5MW	209671	75242	134429	180750	28921	--	--
风电项目小计	--	381623	110311	274705	268054	113569	--	--
八达岭光伏	31.08MW	42533	8507	34026	33763	8770	--	--
中宁工业园一期和二期光伏	60MW	62000	12400	49600	5598	56402	--	--
建湖县新上鱼塘水面光伏	30MW	28828	5766	23062	10607	18221	--	--
灵武新立二期	20MW	20358	4072	16286	7724	12634	--	--
黄旗文贡乌拉风光同场光伏	20MW	19784	3957	15827	1052	18732	--	--
贺兰鱼塘光伏	20MW	30993	6199	24794	3865	27128	--	--
光电项目小计	--	204496	40901	163595	62609	141887	--	--
黑水三联水电	44.4MW	58000	9575	38299	63197		--	--
永兴河梯级（水库、一级、二级）水电站	34MW	24959	4992	19967	18763	6196	--	--
水电项目小计	--	82959	14567	58266	81960	6196	--	--
合计	--	1742281	380419	1355129	1010483	574179	90288	72528

资料来源：公司提供

燃气发电项目

根据北京市人民政府发布的《北京市人民政府批转市发展改革委关于加快构建本市安全高效低碳城市供热体系有关意见的通知》，2015 年的天然气使用量将提升至总能源使用量的 20%，截至 2020 年将提升到 25%以上。此外，北京在城区兴建四大热电中心（热电联产电厂），预期北京燃气联产电厂的总装机容量于 2015 年扩至 8000 兆瓦。由于热能供应半径有限，随着北京供热市场区域扩充，未来将兴建更多热电联产厂以满足市场需求。受益于公司与北京热力集团及北京燃气集团的长期合作关系，公司可充分把握北京市计划发展供热市场带来的发展机遇。

京西燃气发电项目建设规模为 3 台 9F 级燃机组成的 1 套“二拖一”和 1 套“一拖一”燃气—蒸汽联合循环发电供热机组，可实现冬季供

热最大化。工程占地约为 9.876 公顷，装机容量为 1308MW，对外供热能力 883.3MW，折合供热面积约 1800 万平米。该项目已于 2012 年 3 月获得北京市发改委批准，同年 6 月开工建设。该项目总投资 45.79 亿元，截至 2014 年 9 月底公司已投资 30.41 亿元；该项目“二拖一”机组于 2014 年 8 月通过 168 小时满负荷试运行，“一拖一”机组已于 2014 年 10 月通过 168 小时满负荷试运行，已于 2014 年 11 月竣工。

高安屯燃气发电项目位于北京市朝阳区规划循环经济产业园区东北侧，新建一套 845MW（由 2 台 9F 级燃机组成）“二拖一”燃气-蒸汽联合循环热电联产机组，供热能力为 596 兆瓦，供热面积 1200 万平方米。该项目总投资 31.92 亿元，截至 2014 年 9 月底已投资 23.72 亿元；该项目已于 2014 年 12 月竣

工。

风力及光伏发电

公司计划在现有基础上进一步扩充内蒙古的风电业务，特别是内蒙古西部。此外，公司将寻求适当机会，抓住战略时机进入风力资源丰富及高回报的地区。公司会综合评估拟建项目的风力资源情况、当地政府厘定的上网电价、以及电网限制、资源竞争等因素。

目前，公司继续加大项目开展力度。截至2014年9月底，公司主要风电项目共计5个，分别为官厅三期项目、乌兰浩特呼和马场项目、凉城风电项目、灵武四期项目以及澳洲GR项目，总装机容量614.00兆瓦。项目总投资为38.16亿元，截至2014年9月底已投资26.81亿元。目前上述项目部分已投产。

在光伏发电板块，公司储备了较为丰富的在建项目，未来公司将根据区域市场的供需状况来适时调整项目建设进度。目前，公司共有6个主要在建项目，总装机容量为181.08兆瓦，总投资为20.45亿元，截至2014年9月底公司已投资16.36亿元。目前上述项目仍在建设中。

总体看，未来公司仍将坚持燃气发电主业，积极发展其他清洁能源。公司电源多样性将进一步得到加强，综合抗风险能力有望提高。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，未来随着国家对清洁能源产业支持力度的提升，公司将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2011~2012年国内会计准则报表由国富浩华会计师事务所审计，2013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2014年前三季度财务数据未经审计。

2012年，公司合并范围内减少京能昌图新能源有限公司1家子公司；2013年，公司

合并范围内新增宁夏京能中卫新能源有限公司和北京京能未来燃气热电有限公司2家子公司，均为投资设立；减少内蒙古京能巴音风力发电有限公司1家子公司。近三年公司合并范围变化不大，财务数据可比性较强。

截至2013年底，公司合并资产总计385.75亿元，所有者权益（含少数股东权益2.88亿元）110.63亿元。2013年公司实现营业收入63.34亿元，利润总额14.52亿元。

截至2014年9月底，公司合并资产总计420.24亿元，所有者权益（含少数股东权益3.74亿元）116.42亿元。2014年1~9月公司实现营业收入50.91亿元，利润总额10.55亿元。

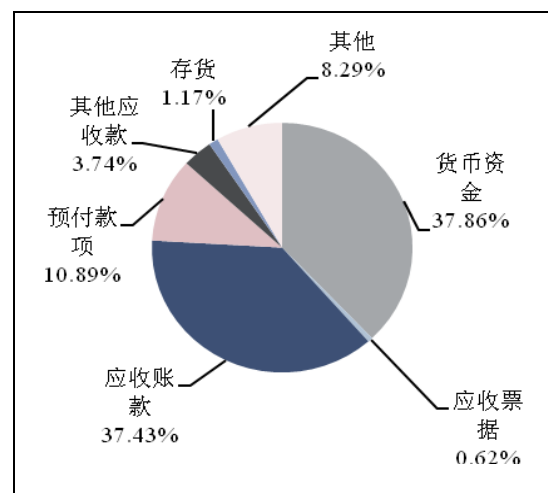
2. 资产质量

2011年~2013年公司资产规模增长较快，三年复合增长率为25.55%。截至2013年底，公司资产总额为385.75亿元，同比增长28.23%。截至2013年底，公司资产总额中非流动资产合计占比81.23%，流动资产占比18.77%。非流动资产占比较高，符合公司作为电力生产型企业的特点。

流动资产

截至2013年底，公司流动资产合计72.41亿元，近三年年均增长19.73%，以货币资金（占37.86%）、应收账款（占37.43%）和预付款项（占10.89%）为主。

图4 2013年底公司流动资产构成



资料来源：公司审计报告

2011~2013年，公司货币资金波动上升，年复合增长率为5.92%。截至2013年底，公司货币资金为27.41亿元，主要由银行存款（占98.48%）构成。截至2013年底，公司货币资金中其他货币资金0.42亿元，占比很小。

2011~2013年，随着公司经营规模的扩大，公司应收账款快速增长，年复合增长率为34.42%。截至2013年底，公司应收账款账面余额为27.13亿元，主要为应收电费，计提坏账比例为0.01%。单项计提坏账准备的应收账款账面余额为9.21亿元，主要为内蒙古电力（集团）有限责任公司的应收电费6.39亿元和国网宁夏电力公司的应收电费1.57亿元；按组合计提坏账准备的应收账款账面余额为17.90亿元，其中99.04%在1年以内，坏账风险小。公司所售电力与热能一般按月结算，客户为地方电网公司以及北京热力集团，客户信誉较好，出现坏账的可能较小。

2011~2013年，公司预付账款有所波动，三年分别为8.03亿元、11.98亿元和7.88亿元，主要为对电力设备供应商的预付款。

2011~2013年，公司其他流动资产年均复合增长112.99%，2013年底为5.96亿元，主要为待抵扣进项税。

非流动资产

2011~2013年，主要在固定资产的推动下，公司非流动资产持续增长，年复合增长率为27.03%。截至2013年底，公司非流动资产合计313.34亿元，主要由固定资产（占60.42%）、在建工程（占20.30%）、长期股权投资（占5.81%）和工程物资（占5.70%）等构成。

2011~2013年，公司长期股权投资稳定增长，年复合增长率为7.79%。截至2013年底，公司长期股权投资为18.20亿元，其中按权益法核算占90.16%，包括对京能国际能源股份有限公司（以下简称“京能国际”）（15.87亿元，占87.20%）等7家公司的股权投资。

2011~2013年，公司固定资产持续增长，年复合增长率为19.12%。截至2013年底，公司固定资产189.33亿元，同比增长14.78%，主要

由于在建工程转入34.27亿元所致；公司固定资产主要由机器设备（占80.03%）和房屋及建筑物（占13.80%）构成，以机器设备和生产用房为主的固定资产结构符合公司生产经营的特点；公司固定资产累计计提折旧43.98亿元，固定资产成新率为81.15%，成新率较高。

2011~2013年，公司投资建设的燃气及风电项目较多，在建工程规模较大且快速增长，年复合增长率为30.92%。截至2013年底，公司在建工程为63.61亿元，主要包括高安屯燃气发电项目、北京西北热电公司中心京能燃气热电项目等。

2012年底，公司商誉快速增长12.94亿元至14.24亿元，主要由于2012年公司合并吸收同一控制人下四川大川电力有限公司与四川众能电力有限公司形成的商誉增长。

2013年底，公司其他非流动资产大幅增长6.70亿元至6.85亿元，主要为待抵扣进项税（6.57亿元）。

截至2014年9月底，公司资产总计420.24亿元，较2013年底增长8.94%，主要由于固定资产和在建工程的增长所致。公司非流动资产占比小幅上升至83.49%，其他科目较2013年底变化不大。

总体看，公司资产以非流动资产为主，非流动资产中固定资产占有较大比例，符合公司电力生产企业的特征；公司资产中现金类资产规模大且应收账款账龄较短，资产质量较高。

3. 负债及所有者权益

所有者权益

2011~2013年，公司所有者权益持续增长，年复合增长率为9.86%。2011年，公司完成H股上市，2011年12月向境外投资者发行H股股票11.35亿股，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1.03亿股。2012年，公司配售H股1.29亿股，其中公司新发行股份数额为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0.12亿股；2013年，公司

配售 H 股 3.28 股 (2.82 元/股)。上述增资均已经过验资；在其推动下，截至 2013 年底，公司所有者权益合计 110.63 亿元，其中归属于母公司所有者权益 107.75 亿元。归属于母公司所有者权益中，实收资本占 58.55%，资本公积占 16.13%，盈余公积占 2.07%，未分配利润占 20.65%。

截至 2014 年 9 月底，公司所有者权益合计为 116.71 亿元，较 2013 年底增长 5.24%，主要来自未分配利润的增长，所有者权益结构较 2013 年底变化不大。

总体看，公司所有者权益的稳定性较好。

负债

2011~2013 年，公司负债快速增长，年复合增长率为 34.08%；截至 2013 年底公司负债合计 275.12 亿元，同比增长 33.38%。其中非流动负债占 61.04%，流动负债占比 38.96%。

2011~2013 年，公司流动负债波动增长，年复合增长率为 22.49%。截至 2013 年底，公司流动负债合计 107.19 亿元，同比增长 63.05%，主要由短期借款（占 44.46%）、应付票据（占 11.21%）、应付账款（占 30.82%）和一年内到期的非流动负债（占 6.70%）构成。

2011~2013 年，公司短期借款随经营需要大幅波动，截至 2013 年底为 47.66 亿元，全部为信用借款。

2013 年，公司应付票据同比增长 416.46% 至 12.01 亿元，包括 0.24 亿元商业承兑汇票和 11.77 亿元银行承兑汇票。

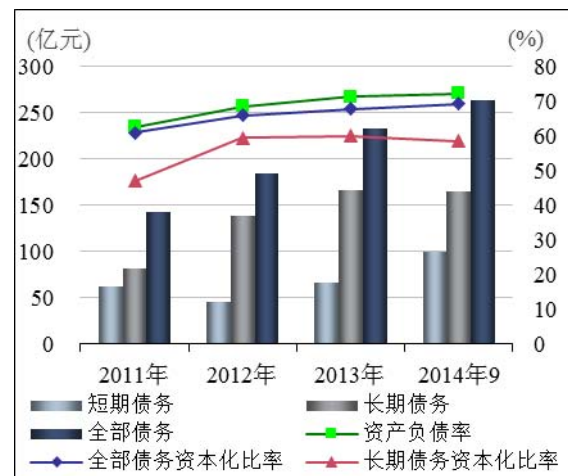
2011~2013 年，公司应付账款快速增长，年复合增长率为 67.62%；截至 2013 年底，公司应付账款为 33.04 亿元，其中账龄在 1 年以内占比 89.40%，超过 1 年的部分主要为质保金、尚未结算的设备款及工程款。

2011~2013 年，公司一年内到期的非流动负债分别为 9.16 亿元、14.82 亿元和 7.18 亿元，均为一年内到期的长期借款。

2011~2013 年，公司非流动负债年复合增长率为 43.46%。截至 2013 年底，公司非流动

负债合计 167.94 亿元，主要由长期借款（占 71.52%）和应付债券（占 27.32%）构成。

图5 公司近年债务结构情况



资料来源：公司财务报表

有息债务方面，由于公司新建电力项目较多，公司全部债务规模持续扩张，年复合增长率为 27.72%。截至 2013 年底为 232.85 亿元；其中长期债务占 71.29%。2011~2013 年，公司资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率均呈上升态势，截至 2013 年底上述三项指标分别为 71.32%、67.79% 和 60.01%。公司债务负担较重。

截至 2014 年 9 月底，公司负债总额 303.82 亿元，较 2013 年底增长 10.43%，其中流动负债占比为 45.26%，较 2013 年底增加 6.30 个百分点；公司资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率分别为 72.30%、69.38% 和 58.54%，债务负担较 2013 年底有所增长。

总体看，公司所有者权益稳定性较好；债务规模较大，债务负担较重；随着在建项目对外部资金需求的增加，公司的整体债务规模持续加大。

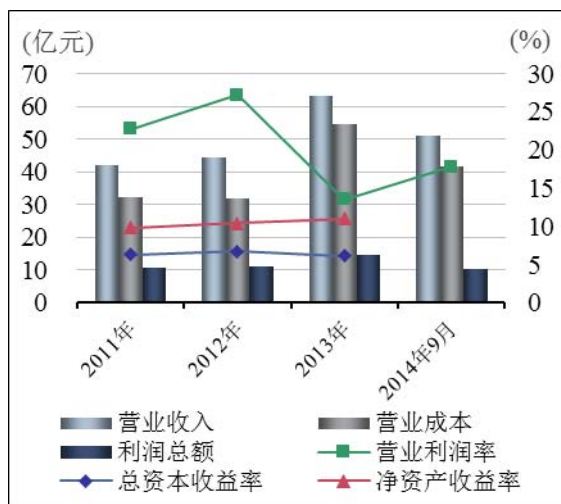
4. 盈利能力

2011~2013 年，公司营业收入持续增长，年复合增长率为 22.77%，2013 年公司实现营业收入 63.34 亿元。同期，公司营业成本年均复合增长 30.05%，2013 年为 54.43 亿元。受天然气价格波动影响，公司营业利润率波动快

速下降，三年分别为 22.79%、27.19% 和 13.51%。

2011~2013 年，公司投资项目较多，在财务费用的推动下，公司期间费用较快增长，年复合增长率为 28.13%，2013 年公司期间费用合计 11.87 亿元，主要为财务费用 9.11 亿元。公司期间费用增速高于营业收入增速，期间费用控制能力有待提升。

图6 公司近年盈利能力情况



资料来源：公司财务报表

2011~2013 年，公司投资收益快速增长，年复合增长率为 51.89%，2013 年公司实现投资收益 3.70 亿元，其中以权益法核算的长期股权投资收益占 82.73%，主要为对京能国际的投资收益。

2011~2013 年，公司营业外收入分别为 6.80 亿元、4.83 亿元和 14.31 亿元，其中政府补助分别为 6.38 亿元、4.73 亿元和 14.29 亿元。公司的营业外收入主要为天然气电价补贴和风电电价补贴等，该补贴金额与公司售电量、上网电价及天然气价格等因素有关，且均有政府相关文件作为补贴依据，因此公司的营业外收入具有较强的连续性。

受上述因素影响，2011~2013 年公司利润总额分别为 10.73 亿元、11.16 亿元和 14.52 亿元，年均增长 16.31%。利润总额对政府补助和投资收益依赖强。

从盈利指标看，公司总资本收益率波动下降，净资产收益率持续上升，2013 年分别为 6.78% 和 11.05%。

2014 年 1~9 月，公司实现营业收入 50.91 亿元，同比增长 9.13%；利润总额为 10.55 亿元，同比增长 4.56%。同期公司营业利润率为 17.83%，较 2013 年增长 4.32 个百分点。

总体看，公司近三年收入和利润规模不断扩大，受天然气价格的影响，营业利润率波动下降，但补贴收入连续性较强，能有效弥补营业利润率下降对公司利润的侵蚀；随着未来产能释放和政府补助的持续，公司盈利有望继续保持增长。

5. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，近年来公司流动比率和速动比率均波动下降，2013 年底上述两项指标分别为 67.55% 和 66.76%；截至 2014 年 9 月底，主要受一年内到期的非流动负债大幅增长影响，以上两项指标继续下降至 50.46% 和 49.69%。2013 年，公司经营现金流动负债比为 34.57%，经营活动获取的现金对流动负债的保障能力很强。总体看，公司短期偿债能力尚可。

从长期偿债能力指标看，2011~2013 年 EBITDA 分别为 24.24 亿元、28.44 亿元和 34.54 亿元。EBITDA 利息倍数有所波动，2013 年为 3.12 倍，对利息支出保障能力较强。近年来公司全部债务/EBITDA 持续上升，2013 年为 6.74 倍。总体看，公司长期偿债能力尚可。

公司与国内主要商业银行建立了良好的合作关系。截至 2014 年 9 月底，公司已获得的银行授信额度 166.80 亿元，尚未使用的授信额度为人民币 83.30 亿元，且公司为香港联交所上市公司，直接、间接融资渠道畅通。

截至 2014 年 9 月底，公司无对外担保。

6. 过往债务履约情况

根据人民银行《企业基本信用信息报告》（报告编号：B201412250060905396），截至 2014 年 12 月 25 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。

7. 抗风险能力

总体看，公司目前负债规模较大，债务负担较重；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，经营活动现金净流量规模较大，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。

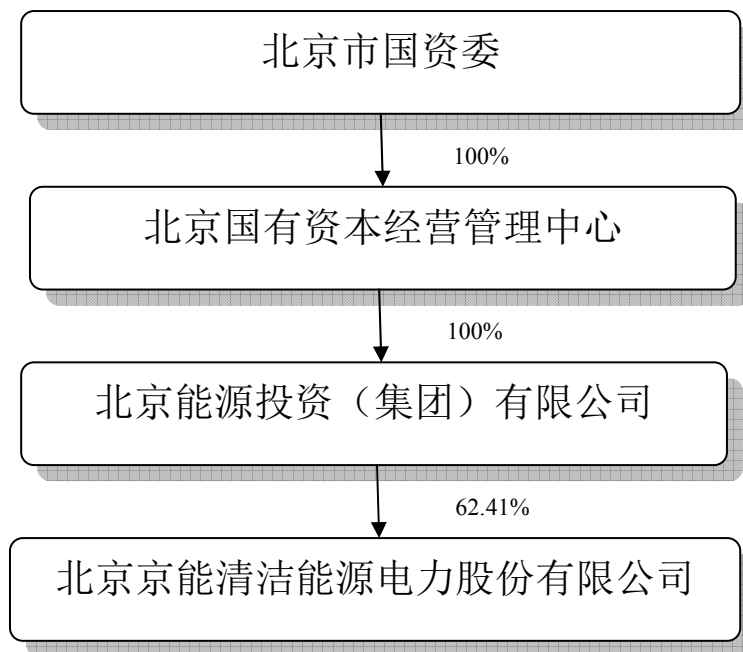
九、结论

电力行业是国民经济的先行行业，未来随着国内宏观经济的发展，电力行业具有良好的发展前景。清洁能源发电作为国家鼓励的能源供给方式，受国家政策扶持力度大，清洁能源行业未面临良好的发展机遇。

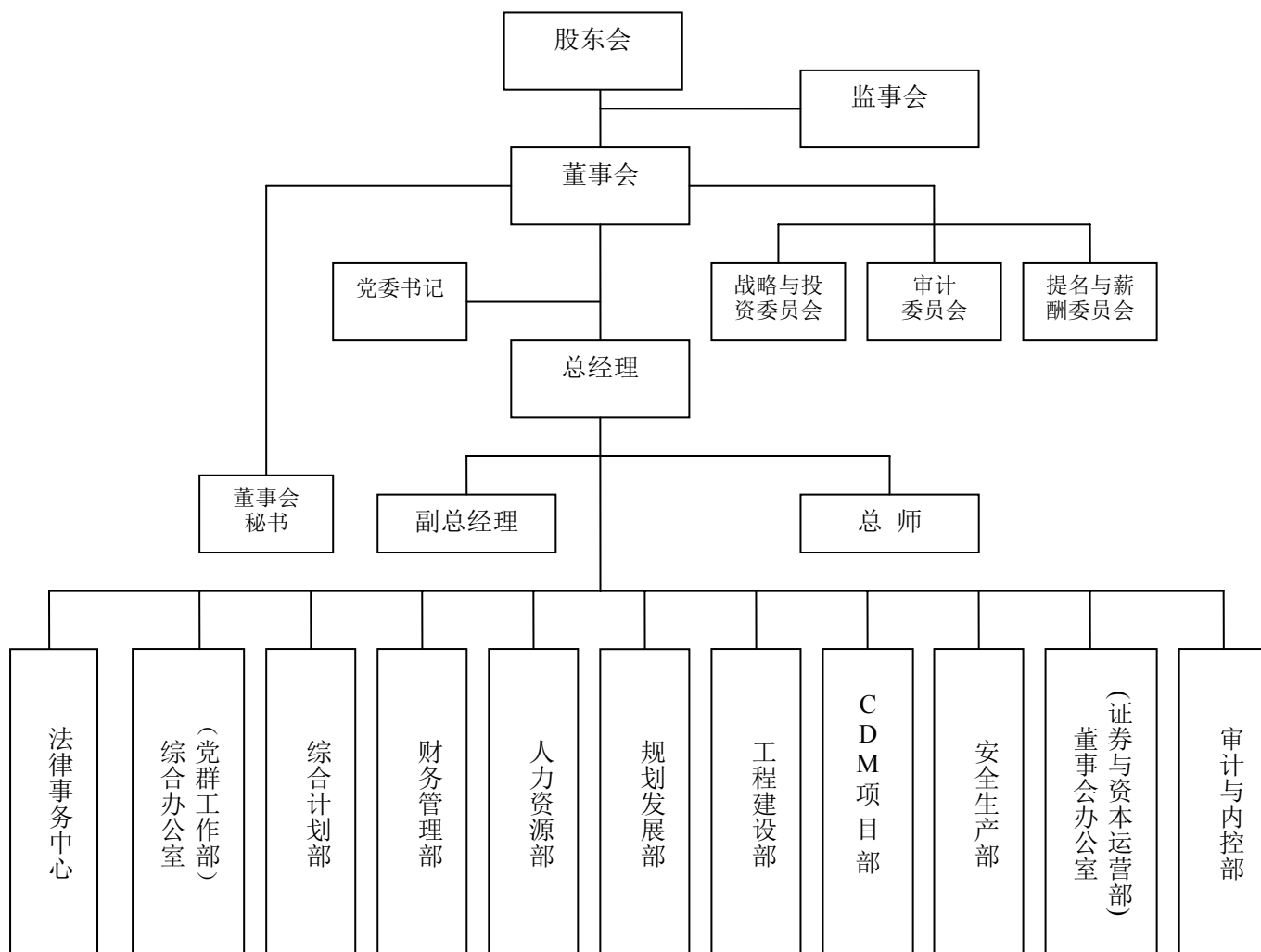
公司作为北京最大的燃气电力供应商及中国领先的风电运营商，隶属于大型国有企业，在行业地位、生产规模、产业布局、品牌知名度等方面具有显著优势。公司将在未来北京四大热力中心的建设运营中，进一步巩固垄断地位。公司在内蒙古等风能富足地区完成了风电业务的布局与项目储备，同时涉足光电、中小型水电及其他清洁能源电力领域。近年来公司资产质量较高，负债水平有所上升，整体水平较重。公司盈利能力受天然气价格波动和电价补贴的影响较大。

综合判断，公司主体信用风险极低。

附件 1-1 公司股权结构图（截至 2014 年底）



附件 1-2 公司组织架构图



附件 2 主要计算指标

项目	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年 9 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	24.59	24.19	27.86	25.12
资产总额(亿元)	244.70	300.82	385.75	420.24
所有者权益(亿元)	91.66	94.55	110.63	116.42
短期债务(亿元)	61.57	45.08	66.85	99.36
长期债务(亿元)	81.16	138.80	166.00	164.38
全部债务(亿元)	142.74	183.88	232.85	263.75
营业收入(亿元)	42.02	44.23	63.34	50.91
利润总额(亿元)	10.73	11.16	14.52	10.55
EBITDA(亿元)	24.24	28.44	34.54	--
经营性净现金流(亿元)	19.07	18.08	37.06	21.44
财务指标				
销售债权周转次数(次)	2.77	2.48	2.64	--
存货周转次数(次)	62.56	52.58	70.50	--
总资产周转次数(次)	0.17	0.16	0.18	--
现金收入比(%)	101.19	99.55	115.85	121.35
营业利润率(%)	22.79	27.19	13.51	17.83
总资本收益率(%)	7.11	7.72	6.78	--
净资产收益率(%)	9.83	10.47	11.05	--
长期债务资本化比率(%)	46.96	59.48	60.01	58.54
全部债务资本化比率(%)	60.89	66.04	67.79	69.38
资产负债率(%)	62.54	68.57	71.32	72.30
流动比率(%)	70.70	93.11	67.55	50.46
速动比率(%)	69.98	92.05	66.76	49.69
经营现金流动负债比(%)	26.69	27.50	34.57	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.16	2.45	3.12	--
全部债务/EBITDA(倍)	5.89	6.47	6.74	--

注：2014 年前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

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 主体长期信用的跟踪评级安排

根据有关要求，联合资信评估有限公司（联合资信）将在北京京能清洁能源电力股份有限公司主体长期信用等级有效期内每半年进行一次定期跟踪评级，并根据情况开展不定期跟踪评级。

北京京能清洁能源电力股份有限公司应按联合资信跟踪评级资料清单的要求，提供相关资料。北京京能清洁能源电力股份有限公司如发生重大变化，或发生可能对信用等级产生较大影响的重大事件，应及时通知联合资信并提供有关资料。

联合资信将密切关注北京京能清洁能源电力股份有限公司的经营管理状况及相关信息，如发现北京京能清洁能源电力股份有限公司出现重大变化，或发现其存在或出现可能对信用等级产生较大影响的重大事件时，联合资信将落实有关情况并及时评估其对信用等级产生的影响，据以确认或调整主体长期信用等级。

如北京京能清洁能源电力股份有限公司不能及时提供跟踪评级资料，导致联合资信无法对信用等级变化情况做出判断，联合资信有权终止信用等级。

在跟踪评级过程中，如北京京能清洁能源电力股份有限公司主体长期信用等级发生变化调整时，联合资信将在本公司网站予以公布，同时出具跟踪评级报告报送北京京能清洁能源电力股份有限公司、主管部门、交易机构等。

