

信用等级公告

联合[2014] 164 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
二零一四年二月十三日



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
电话：(010) 85679696
传真：(010) 85679228
邮编：100022
网址：www.lhratings.com

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：AAA

评级展望：稳定

评级时间：2014 年 2 月 13 日

财务数据

项目	2010 年	2011 年	2012 年	13 年 6 月
资产总额(亿元)	200.44	244.70	300.82	307.86
所有者权益(亿元)	70.75	91.66	94.55	98.87
长期债务(亿元)	90.09	81.16	138.80	128.57
全部债务(亿元)	124.62	142.74	183.88	177.95
营业收入(亿元)	38.96	42.02	44.23	30.05
利润总额(亿元)	5.47	10.73	11.16	7.23
EBITDA(亿元)	18.11	24.19	26.75	--
营业利润率(%)	17.75	22.79	27.19	28.20
净资产收益率(%)	7.00	9.83	10.47	--
资产负债率(%)	64.70	62.54	68.57	67.88
全部债务资本化比率(%)	63.79	60.89	66.04	64.28
流动比率(%)	62.66	70.70	93.11	70.17
全部债务/EBITDA(倍)	6.88	5.90	6.87	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.62	4.16	3.73	--

注：公司 2013 年上半年财务数据未经审计。

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、外经营环境、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成本上升、风电并网限制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. 燃气价格的上升、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收入。
2. 未来电价改革及补贴变化将给公司的盈利带来影响。
3. 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、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 2014 年 2 月 13 日至 2015 年 2 月 12 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 1135420000 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 1032200000 股，内资股东因减持国有股而出售的 H 股股份数额为 103220000 股，截至 2011 年年底，公司总股本 603220 万股，其中京能集团为公司第一大股东，直接持股比例为 69.28%，公司实际控制人为北京市国有资产监

督管理委员会（见附件 1-1）。

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 129476000 股，其中新发行股份数额为 117705454 股，内资股东因减持国有股而出售的 H 股股份数额为 11770546 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 6149905454 元，其中京能集团作为公司第一大股东，直接持股比例下降至 67.96%。截至 2013 年 6 月底，京能集团为公司第一大股东，持股比例为 68.40%；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 2012 年底，公司下设综合办公室、财务与产权管理部、人力资源部、规划发展部、工程建设部等 10 个职能部门，以及 28 个全资、控股子公司，其中重点全资、控股一级子公司 10 个。截至 2013 年 6 月底公司拥有在职员工 2128 人。

截至 2012 年底，公司合并资产总额 300.82 亿元，所有者权益（含少数股东权益 2.75 亿元）94.55 亿元。2012 年公司实现营业收入 44.23 亿元，利润总额 11.16 亿元。

截至 2013 年 6 月底，公司合并资产总额 307.86 亿元，所有者权益（含少数股东权益 2.54 亿元）98.87 亿元。2013 年 1~6 月，公司实现营业收入 30.05 亿元，利润总额 7.23 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

1. 宏观经济

2013 年以来，中国宏观经济整体运行平稳，新一届政府注重经济增长的质量和效益，不断推动经济结构转型升级；中共十八届三

中全会召开为中国经济持续健康发展产生积极影响；从短期看，全面深化改革的各项细则落实过程中，经济仍将呈小幅波动调整态势。据初步核算，2013 年前三季度中国实现国内生产总值 386762 亿元，同比增长 7.7%；三季度 GDP 同比增速回升至 7.8%，预计全年增速将超年初预定经济增长目标 7.5%。

图 1 2009 年以来中国 GDP 季度增长情况



资料来源：国家统计局

2013 年前三季度，中国规模以上工业增加值同比增长 9.6%，增速比上半年加快 0.3 个百分点；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，下同）实现利润总额 40453 亿元，同比增长 13.5%，增速比上半年加快 2.4%。

从拉动经济增长的三驾马车表现看，消费、投资两大需求继续保持增长态势，对外贸易增速减缓。具体而言：①消费需求增长平稳。2013 年前三季度社会消费品零售总额为 168817 亿元，同比名义增长 12.9%，增速比上半年加快 0.2 个百分点。②投资保持较快增长，第三产业投资增速加快。2013 年前三季度固定资产投资（不含农户）309208 亿元，同比增长 20.2%，增速比上半年高 0.1 个百分点；三次产业投资同比分别增长 31.1%、17.1%、22.3%。③对外贸易增速进一步下滑。2013 年前三季度，中国进出口总额为 30604 亿美元，同比增长 7.7%，增速比上半年回落 0.9 个百分点；其中出口金额增长 8.0%，增速回落 2.4 个百分点，进口金额增长 7.3%，增

速上升 0.6 个百分点，贸易顺差 1694 亿美元，同比增长 14.6%。

2. 政策环境

财政政策方面，继续实施积极的财政政策，结合税制改革完善结构性减税政策，促进经济结构调整；适当增加财政赤字和国债规模，保持必要的支出力度；进一步优化财政支出结构，保障和改善民生。2013 年前三季度，中国财政累计收入为 98389 亿元，累计支出为 91532 亿元，同比增长分别为 8.6% 和 8.8%，增幅比上年同期下降 2.6 和 12.3 个百分点；财政收入增幅放缓的情况下，各项民生政策仍得到较好落实，医疗卫生、社会保障和就业、城乡社区事务等方面支出均实现两位数增长。结构性减税方面，自 8 月 1 日起，在全国范围内开展交通运输业和部分现代服务业营业税改征增值税试点，并择机将铁路运输和邮电通信等行业纳入“营改增”试点。基础设施建设方面，中央财政不断加大投资建设力度，7 月 31 日召开的国务院常务会议，研究推进政府向社会力量购买公共服务，部署重点加强城市基础设施建设。

货币政策方面，央行继续实施稳健的货币政策，根据国际资本流动不确定性增加、货币信贷扩张压力较大等形势变化进行预调微调；灵活开展公开市场操作，开展常备借贷便利操作，促进银行体系流动性总体平衡；发挥差别准备金动态调整工具的逆周期调节作用，引导货币信贷平稳适度增长，增强金融机构抗风险能力；进一步推进利率市场化改革。10 月 25 日，贷款基础利率集中报价和发布机制正式运行，实现科学合理定价并为金融机构信贷产品市场化定价提供参考。截至 2013 年 9 月底，M2 存量达 107.7 万亿，同比增长 14.2%，增速比二季度末高 0.2 个百分点。从社会融资规模来看，2013 年前三季度社会融资规模为 13.96 万亿，比上年同期多 2.24 万亿；其中人民币贷款 7.28 万亿，同比

增长 8.3 个百分点；非信贷融资中委托贷款和信托贷款增长较快，同比增速分别达到 111.6% 和 125.8%。人民币汇率方面，截至 2013 年 9 月底，人民币兑美元汇率中间价为 6.1480 元，比 6 月末升值 0.50%；人民币汇率双向浮动特征明显，汇率弹性明显增强，人民币汇率预期总体平稳。市场流动性方面，2013 年以来央行始终维持资金中性偏紧的状态，近期中长期国债收益率攀升、回购利率持续高企，资金面紧张格局愈发明显。

产业政策方面，继续加快结构调整和转型升级，继续严格控制“两高”和产能过剩行业盲目扩张，加快推进产业转型升级，推进产能过剩行业兼并重组、扶优汰劣。房地产方面，房地产调控政策进一步趋紧，2 月 26 日，国务院办公厅发布房地产市场调控政策“国五条”；从房地产市场运行看，行业投资回暖、城市住宅市场成交量回升、重点城市房价上涨和土地市场量价齐升等情况同时出现，其中第三季度一线城市房价上涨较快、地王频现，房地产调控政策面临较大挑战。城镇化建设方面，6 月 26 日，国务院常务会议研究部署加快棚户区改造，会议决定未来 5 年将改造城市和国有工矿、林区、垦区的各类棚户区 1000 万户；8 月 22 日，发改委下发了发改办财经[2013]2050 号文，明确支持棚改企业申请发行企业债券，并按照“加快和简化审核类”债券审核程序，优先办理核准手续，加快审批速度。10 月 15 日，国务院发布《关于化解产能严重过剩矛盾的指导意见》，明确指出钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃、船舶等行业产能严重过剩，将通过坚决遏制产能盲目扩张、清理整顿建成违规产能、淘汰和退出落后产能等方式，争取通过五年时间实现产能规模基本合理、发展质量明显改善、长效机制初步建立的目标。

2013 年 11 月召开的中共十八届三中全会（以下简称“全会”），审议通过了《中共中央关于全面深化改革若干重大问题的决定》，内

容涵盖 15 个领域、60 项具体任务，改革总体目标清晰；其中经济体制改革方面，市场在资源配置中的作用由“基础”调整为“决定”，更加明确深化改革的发展方向，将进一步激发市场经济的活力。全会提出建立现代财政制度、改进预算管理制度、完善税收制度，预期新一轮财税体制改革将全面展开。全会提出建立城乡统一的建设用地市场，预期将对土地供需市场产生重大影响。同时全会提出加快房地产税立法并适时推进改革，房地产调控思路的转变预期将对房地产市场发展产生根本性改变。全会提出完善金融市场体系，预期汇率和利率市场化改革、资本市场体系建设以及金融监管等方面的金融业改革措施将逐步展开。

总体来看，2013 年以来中国继续实施积极的财政政策和稳健的货币政策；通过公共开支逐步向有利于公共服务均等化和居民收入增长的领域倾斜，扩大“营改增”试点范围，继续推进基础设施建设等积极的财政政策实施，并搭配稳健的货币政策以实现预期政策效果。产业政策方面，房地产政策调控仍面临较大挑战，城镇化建设将继续保持快速发展，化解产能严重过剩矛盾将是未来一段时期产业结构调整的工作重点。中共十八届三中全会提出的全面深化改革总体目标，将有利于推动经济持续健康稳定发展。

三、行业分析

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，在营业收入构成中大约占到了 63% 和 30%，以下行业分析主要以燃气发电为主。

1. 燃气发电

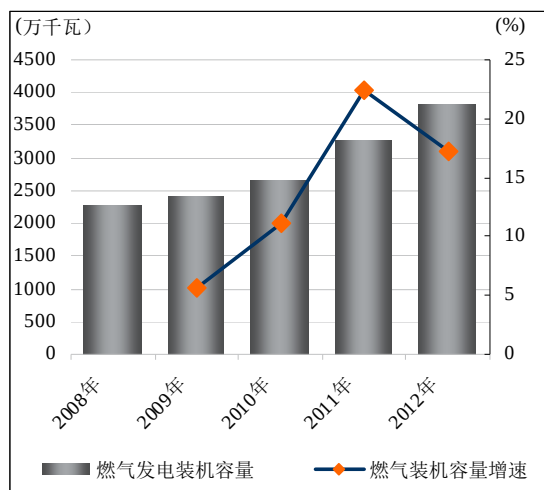
（1）行业概况

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。

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。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。

图2 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

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（图2），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。2008~2012年中国燃气机组装机容量年均增长率达到了 13.37%；截至 2012 年底，中国燃气发电装机容量约为 4500 万千瓦，约占装机容量的 4%。

（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

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，或将部分发电作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，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

天然气的安全稳定供应：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。

发电成本高：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。

电价竞价上网与天然气价“照付不议”的矛盾：受当前电价形成机制的约束，天然气电价必须竞价上网，而天然气价要求“照付不议”，电力运营商没有议价能力。随着天然气价走高，成本压力较大，需要依赖于政府补贴。

燃气轮机制造水平落后：中国燃气轮机制造水平远落后于世界水平，目前重型燃气轮机和汽轮机被 GE、西门子和三菱及其合营厂商垄断，核心设备主要依赖进口，国内厂商技术储备不足、项目经验少，期待“十二五”期间能够国产化。

（5）行业前景

2011 年 10 月份，国家发改委、财政部、住建部和国家能源局联合下发了《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。

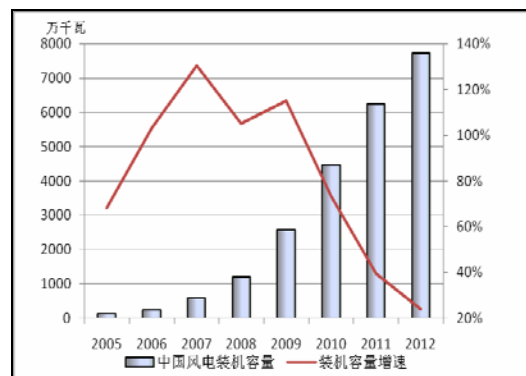
根据国务院发布的《能源“十二五”规划》，中国要重点发展天然气发电，到2015年，天然气发电将实现5600万千瓦，较2010年年均增长16.2%。“十二五”时期，全国新增燃气电3000万千瓦。天然气(包括煤层气等)发电要实行大中小相结合，结合引进国外管道天然气和液化天然气在受端地区规划建设大型燃气机组，主要解决核电、风电、水电季节性电能对电网的调峰压力。在气源地规划建设燃气机组解决当地用电问题；2020年大型天然气发电规划容量分别为5000万千瓦。针对天然气分布式发电，结合城乡天然气管道布局规划建设分布式冷热电多联供机组，2015年和2020年天然气分布式发电规划容量分别达到100万千瓦左右和300万千瓦左右。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

中国风能资源丰富，可开发利用的风能储量约10亿千瓦，其中，陆地上风能储量约2.53亿千瓦，海上可开发和利用的风能储量约7.5亿千瓦。2005年，中国风机装机容量仅为124.95万千瓦，此后中国风电装机容量爆发式增长，2006~2009年中国风机装机容量保持每年100%左右的大幅增长，2012年已达到7536万千瓦，成为欧洲、美国和印度之后发展风力发电的重要市场之一。

图3 中国风机装机容量状况



资料来源：wind 资讯、中国风能协会

根据中国电力企业联合会最新发布的2012年全国电力工业年快报统计，2012年底风电并网总装机6083万千瓦，跃居世界第一；约占2012年中国装机容量的5.3%。风电发电量1004亿千瓦时，首次超过核电发电量的982亿千瓦时。由此，继火电和水电之后，风电已经成为中国第三大主力电源。

截至2012年底，中国国内有50多家风电开发企业旗下的1300家项目公司参与中国的风电投资及建设，其中国有企业约1000家，占中国风电总装机容量的81%；民营企业约150家，占中国风电总装机容量的4.5%；中外合资企业约98家，占中国风电总装机容量的13.3%；外资企业约21家，占中国风电总装机容量的1.2%。目前，国内并网容量超过100万千瓦的主要开发企业有国电集团、华能集团、大唐集团、华电集团、神华集团、中广核公司和中电投集团等11家，目前行业处于快

速发展期，竞争较为激烈。

（2）行业政策

国家发改委于 2009 年 8 月 1 日发布的《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，适用于该日以后核准的所有陆上风电项目。根据该通知，之前按政府指导价厘定的上网电价改为地域统一电价，即政府定价。中国分为四个风能区，位于同一模区的所有风电项目采用相同的标准上网电价（含增值税）。四个风能区上网电价分别为：0.510 元/千瓦时、0.540 元/千瓦时、0.580 元/千瓦时和 0.610 元/千瓦时。新上网电价会继续享有可再生能源发电项目一般享有的上网电价溢价补贴。

2012 年 9 月，国家能源局颁布《风电发展“十二五”规划》，提出要有序推进河北基地、蒙东基地等大型风电基地建设，加快内陆资源丰富区风能资源开发，积极开拓海上风电开发建设。加强配套电网建设，扩大风电消纳范围；优化电源结构，提高系统调峰能力；加强电力需求侧管理，增强消纳风电的能力；建立风电功率预测预报体系，促进风电与电网协调运行。建立完整的风电技术创新体系；全面提升风电设备制造水平；建立风电全产业链社会化服务体系；加强风电人才培养。融入全球风电技术创新体系；积极参与全球风电发展；积极参与国际标准和规则制定。同时提出目标，要在“十二五”时期提升风电产业能力和完善风电发展市场环境的基础上，2015 年后继续推动风电以较大规模持续发展。到 2020 年，风电总装机容量超过 2 亿千瓦，其中海上风电装机容量达到 3000 万千瓦，风电年发电量达到 3900 亿千瓦时，力争风电发电量在全国发电量中的比重超过 5%。

2013 年 1 月，国务院颁布《能源发展“十二五”规划》，明确指出要加快发展风能等其它可再生能源。优化风电开发布局，有序推进华北、东北和西北等资源丰富地区风电建设，加快风能资源的分散开发利用。协调配套电网与风电开发建设，合理布局储能设施，建立保障

风电并网运行的电力调度体系。积极开展海上风电项目示范，促进海上风电规模化发展。

（3）行业关注

弃风限电是目前风力发电行业面临的最大问题。根据国家能源局数据，2012 年风电设备利用小时数全国平均为 1890 小时，较 2011 年下降了 30 小时，个别省（区）风电利用小时数下降到 1400 小时左右。2012 年中国弃风电量约 200 亿千瓦时，而 2011 年只有 100 亿千瓦时。这也反映了风力发电项目建设和电网建设发展不协调、不一致的矛盾。

中国电网区域风电利用小时数为 1890 小时，已经低于 1900~2000 小时的风力发电“盈亏平衡点”。其中东北电网最低，平均利用小时数只有 1490 小时，蒙东（内蒙古东部的呼伦贝尔、兴安盟、通辽、赤峰、锡林郭勒盟五盟市）的利用小时数为 1499 小时，吉林省利用小时数已经下降到 1420 小时。相对于风力条件比较好的东北三省，风资源并不太好的云南和上海等地，平均利用小时数却达到 2300 小时以上，其中云南高达 2555 小时。

中国风电发电量仅占全部电力消费量的 2%，大量弃风限电暴露的是能源管理问题。大规模风电的消纳一直都是世界性难题，而中国面临的问题更为严峻，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。

（4）行业前景

根据中电联牵头编制的《电力工业“十二五”规划研究报告》，到 2015 年和 2020 年风电规划装机容量分别为 1 亿千瓦和 1.8 亿千瓦。2010 年 10 月国务院颁布《关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》，提出要提高风电技术装备水平，有序推进风电规模化发展，加

快适应新能源发展的智能电网及运行体系建设。此外，“十二五”期间将加强电网投资建设，“十二五”期间，国家电网规划投资 5000 亿元，建成“三纵三横”特高压交流骨干网架和 11 回特高压直流输电工程，预计到 2020 年中国特高压电缆容量可达 3 亿千瓦。

目前国内的风电开发集中在“三北”（西北、东北和华北）地区、东南沿海等风资源丰富的高风速地区，该类市场已趋于阶段性饱和，开始受限于并网瓶颈，未来低风速风电场开发将迎来巨大的市场空间。低风速风电是指风速在 6 到 8 米/秒之间，年利用小时数在 2000 小时以下的风电开发项目。据统计，目前国内范围内可利用的低风速资源面积约占全国风能资源区的 68%，且均接近电网负荷的受端地区。目前，国家能源局正在加紧风电并网和市场消纳研究，其中就着重提出电网受端省区的低风速风电开发和电网消纳问题，这些省区的风电装机规模有望从不足 10% 提高到 20%。这意味着，中国“十二五”规划提出的 1 亿千瓦风电装机目标中，将有至少 2000 万千瓦的份额属于低风速风电场。

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。

2012 年，北京市全年实现地区生产总值 17801 亿元，比上年增长 7.7%。其中，第一产业增加值 150.3 亿元，增长 3.2%；第二产业增加值 4058.3 亿元，增长 7.5%；第三产业增加值

13592.4 亿元，增长 7.8%。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。

2012 年，北京地区用电量达到 874.3 亿千瓦时，比上年增长 6.4%，增速较上年同期提高 5 个百分点。其中生产用电 712.4 亿千瓦时，增长 5.2%，三个产业分别同比增长 6.47%、3.21% 和 6.99%；城乡居民生活用电 161.8 亿千瓦时，增长 11.8%。2012 年 6~10 月份受天气因素影响，全社会用电量月同比增速回落幅度较大，明显低于全年的全社会用电量增长幅度；而第四季度的极寒天气带动用电增速明显上行。综上，北京地区用电需求逐步增长，受天气影响较大。

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，用电需求扩大，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、基础素质分析

1. 产权关系

截至 2013 年 6 月底，京能集团为公司控股股东，直接间接持股比例总计为 68.40%，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投产，在建规模快速增长：2012 年底，西南热电中心——京桥二期项目如期顺利投产，燃气发电及供热板块装机容量已达 2028MW；东北热电中心——高安屯项目已进入土建施工阶段；西北热电中心——京西项目在 2012

上半年获得核准，施工建设加快进行，主体钢结构吊装完成。

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。

截至 2012 年底，公司有 27 个风电场正式营运，控股装机容量为 1550.75 兆瓦。公司大部分风电场在内蒙古西部运营，该地区拥有中国最好的风能资源。根据内蒙古电力公司数据显示，公司是内蒙古西部最大的风电供应商。

公司在主营的热电、风电业务之外，还涉足中小型水电及其他清洁能源发电业。2012 年，公司收购大川与众能两家位于四川的中小型水电项目，同时公司自建项目那邦水电投产。截至 2012 年底公司水电装机容量 368.89 兆瓦，光伏风电装机容量 10.00 兆瓦。虽然目前公司中小型水电及其它清洁能源项目，业务份额占比还较小，但随着城镇化进程的加速以及对清洁能源需求的不断提高，其发展前景较为广阔。

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，风电项目稳步推进，并积累了一定的战略储备，市场竞争力很强。

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将安装该型号机组。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，2009 年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，还设有现场技术支援团队，其 44% 成员拥有三年以上维修经验，47% 成员拥有本科及以上学历。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

公司董事长陆海军先生，现年 56 岁，硕士学历，拥有逾 17 年大型电力公司管理、投资管理、资本管理及人力资源管理经验。曾先后担任北京市煤气公司副经理、北郊灌瓶厂副厂长，北京市液化石油气公司副经理、经理，北京市公用局局长助理，北京市崇文区副区长，北京市市政市容管理委员会副主任、主任。现任京能集团党委书记、董事长并兼任公司董事长职务。

公司执行董事兼总经理陈瑞军先生，现年 50 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2013年6月底，公司共有在职员工2090人，其中生产人员占67.85%，管理人员占32.15%；从文化程度看，公司大专及以上学历占46.36%，本科学历占47.70%，硕士及以上学历占5.94%。

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。2010~2012年，收到的政府补助分别为4.35亿元、6.38亿元和4.73亿元。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，投资涉及电力能源、房地产和园区建设、科技实业和金融四大领域。

截至2013年6月底，京能集团已投产电已投产的权益装机容量为1757.09万千瓦，控股装机容量为1406万千瓦；2012年，京能集团发电量总计634亿千瓦时，实现供热量2514万吉焦。

截至2012年底，京能集团（合并）资产总额为1370.74亿元，所有者权益455.11亿元（其中少数股东权益85.69亿元）；2012年京能集团实现营业收入290.13亿元，利润总额35.00亿元。

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。

五、重大事项

公司为进一步整合资产和业务，缩减管理层级，降低管理成本，提高管理效率，公司吸收合并全资子公司北京京能新能源有限公司（以下简称“京能新能源”），并依法设立北京京能清洁能源电力股份有限公司新能源分公司。

根据公司与京能新能源于2013年6月20日签署的《北京京能清洁电力股份有限公司与北京京能新能源有限公司之中期票据债务承继协议》，公司通过内部资产重组，采取吸收合并的方式与京能新能源进行合并；合并完成后，京能新能源注销法人资格，其所持有的资产、债务全部由公司继承继。由此，京能新能源已发行且尚未偿还的“12京新能MTN1”项

下的相关业务由公司一并承继。

根据京能新能源于2013年6月20日发布的《北京京能新能源有限公司关于“12京新能MTN1”债务主体转移完成的公告》，京能新能源作为发行人的“12京新能MTN1”偿债主体已正式变更为公司。

由于京能新能源吸收合并前为公司全资子公司，本次吸收合并对公司合并报表不产生影响，承接“12京新能MTN1”对公司整体偿债能力没有影响。

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、财务与产权管理部、人力资源部、规划发展部、工程建设部等10个职能部门（见附件1），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，运作规范。

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。近年来，随着公司发电规模的增长以及上网电价的提升，公司主营业务收入稳定增长，2010~2012年分别为36.65亿元、38.30亿元与41.59亿元，年复合增长率为6.53%。从收入构成上看，2012年公司的主营业务收入主要来自于售电收入（占90.67%），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（占9.33%），公司主营业务收入中的其他项

占比较小。2013 年 1~6 月，随着公司京桥二期项目投产，燃气装机容量大幅提升，公司实现

主营业务收入 29.45 亿元，占去年全年总额的 70.81%。

表 1 近年来公司营业收入及毛利率情况（单位：亿元，%）

项目		2010 年		2011 年		2012 年		2013 年 1~6 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	32.86	17.75	34.73	18.57	37.71	28.00	26.66	31.28
	热力	3.76	-10.11	3.50	-6.45	3.88	-12.11	2.80	-7.13
	服务收入	--	--	0.05	100.00	--	--	--	--
	节能项目	0.02	-1.58	--	--	--	--	--	--
	京西工程	--	--	0.01	15.75	--	--	--	--
	主营业务合计	36.65	14.87	38.30	16.39	41.59	24.26	29.45	27.63
其他业务	其他业务合计	2.31	70.56	3.71	95.96	2.64	85.61	0.60	84.82
合计		38.96	18.19	42.02	23.41	44.23	27.92	30.05	28.77

资料来源：公司年报

从毛利率水平看，作为公司主营业务收入主要部分的电力销售业务毛利率较高，2012 年为 28.00%，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。公司主营业务毛利率呈上升趋势，2012 年公司主营业务毛利率为 24.26%，大幅增长，原因是 2011 年国家发改委上调了燃气发电的临时结算电价。2013 年 1~6 月，公司通过加强专业化、精细化管理，进一步强化成本费用控制管理，公司主营业务毛利率水平进一步增至 27.63%。此外，公司作为清洁能源生产企业，一直获得国家天然气价及电价补贴，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。

公司的其他业务主要是 CDM¹减排收入，2010~2012 年公司 CDM 减排收入分别为 1.56 亿元、2.80 亿元和 2.45 亿元，2012 年公司 CDM 减排收入有所下降，主要是因为国际市场上碳

排量价格降低。截至 2013 年 6 月底，公司获得国家发改委核准的 CDM 项目 39 个，累计装机容量 3431.30 兆瓦。

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。

截至 2013 年 6 月底，公司燃气发电累计装机容量为 2028 兆瓦，其中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，京桥热电 838 兆瓦。

燃气采购

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

¹ CDM 即清洁发展机制，是《京都议定书》中引入的三个灵活履约机制之一。按《京都议定书》规定，发达国家缔约方为实现温室气体减排义务，从 2005 年开始至 2012 年间必须将温室气体排放水平在 1990 年的基础上平均减少 5.2%，由于发达国家减排温室气体的成本是发展中国家的几倍甚至几十倍。发达国家通过在发展中国家实施具有温室气体减排效果的项目，把项目所产生的温室气体减少的排放量作为履行京都议定书所规定的一部分义务。

集团”)。

表 2 近年来公司天然气采购量及采购均价

项目	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年 1-6 月
采购量 (万立方米)	112943.25	107645.12	94150.56	70311.66
采购均价 (元/立方米)	1.87	2.21	2.21	2.23

资料来源：公司提供

从采购量上看，公司燃气采购量呈小幅下降趋势。从天然气采购均价上看，受 2010 年 9 月调价影响，公司燃气采购成本有所上升，每立方米均价提高约 0.25 元。太阳宫热电已与燃气集团签订了天然气供应协议，有效期至 2013 年 12 月 31 日，目前已自动续期。根据该协议，购买价为每立方米 2.28 元（含税），北京燃气集团每 15 天记录燃气消耗量，而太阳宫燃气热电厂必须在其后的 10 日内支付所用燃气费用。

京丰电力与北京燃气集团签订 3 年协议，已于 2013 年 12 月 31 日期满，目前已自动续期。根据该协议，购买价为每立方米人民币 2.07 元（含税）。按协议规定，北京燃气集团每 30 天记录燃气使用量，而京丰电力须于其后 10 日内支付所用燃气的费用。

京桥热电与北京燃气集团签订 3 年协议，于 2013 年 12 月 31 日前有效，目前已自动续期；根据该协议，燃气的购买价为每立方米人民币 2.28 元（含税），北京燃气集团每 30 天记录燃气使用量，而京桥热电须于其后 10 日内支付所用燃气的费用。

近年来，公司与燃气集团签订的上述供气协议履约情况良好，到期后将自动续期。燃气协议价格将按照政府制定的价格机制执行；由于燃气价格上调带来公司燃气成本的上升将由政府财政补贴补偿。

总体看，公司气源稳定，盈利能力受燃气价格变动的影响不大。

发电生产

从燃气发电供热的过程上看，公司主要是利用燃气蒸汽联合循环机组进行热电联产，通过点燃天然气与压缩空气的混合气体产生高温、高压烟气，推动燃气轮机，带动与发电机相连的轴旋转，然后将高温烟气导入锅炉对水加热产生高温高压蒸汽，接着将蒸汽导入高压蒸汽轮机，推动蒸汽轮机，带动与发电机相连的轴旋转来进行发电。

热电联产发热过程主要是：从供热机组的中压蒸汽轮机排气口提取部分余热蒸汽，将水从约 60°C 加热至约 130°C 蒸汽，然后回流至循环管路，以热水的形式向客户供热。此外，中压蒸汽轮机排气口提取的余热蒸汽还可作为热能直接提供给工业终端用户。

公司燃气发电供热业务板块中总发电量取决于电厂的利用时数及装机容量。公司下属各燃气热电厂的年度计划利用时数由北京市发改委参考该项目批文厘定，由于北京的发电厂须事先呈报电网调度中心，经批准后方可发电，因此平均利用时数较计划利用时数更为准确。

表 3 2012 年公司燃气发电业务运营情况

项目名称	装机容量(兆瓦)	售电小时数	售电量(MWh)
太阳宫	780	3735	2913031
京丰一期	410	3711	1521333
京桥热电	838	--	--
合计	2028	--	4434364

资料来源：公司提供

注：京桥热电一期只生产热能，二期发电工程已于 2012 年 12 月底建成

2013 年 3 月，公司草桥二期项目建成投产。草桥二期作为北京市区南部的热源点，是北京市规划建设四大燃气热电中心之一，坐落于宣武区；项目新建 2 台 9F 级燃气蒸汽联合循环机组，装机容量为 2*350MW。项目设

计年运行时间为 4520 小时，新增供热面积 1200 万平方米，新增发电能力 84 万千瓦。机组从南六环高压管网接气，在运行成本上优势较强。

产品销售

公司燃气热电厂所产电力的销售收益主要取决于上网电价及售电量。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。由于天然气与煤炭的价格差异以及政府提倡使用环保燃料政策鼓励，公司燃气发电厂的上网电价高于北京燃煤发电电价。2012 年，公司燃气发电业务装机容量为 2028 兆瓦，较 2011 年有所增长。但由于电网调度的调整，2012 年实际售电量有所下降，为 4434364 兆瓦时，同比减少 12.50%。其中主要发电厂中太阳宫售电量为 2913031 兆瓦时，售电小时数为 3735 小时，批准上网电价为 0.573 元/kwh；京丰燃气（一期）售电量为 1521333 兆瓦时，售电小时数为 3711 小时，批准上网电价为 0.573 元/kwh。

从燃气售电业务看，太阳宫燃气热电厂及京丰燃气热电厂于 2009 年向华北电网售电，于 2010 年开始向北京电力²售电。根据购电协议，北京电力须每月付款，公司的计划发电量须由北京市发改委厘定，公司须遵从北京电力的调度指示，因北京电力导致的电量耗损公司可获得补偿（协议未列示补偿计算方法，迄今未发生补偿事宜）。

根据国家发改委于 2005 年颁布的《上网电价管理暂行办法》，公司燃气热电厂的上网电价由国家发改委厘定，价格考虑了生产成本及合理投资回报。国家发改委厘定上网电价时亦会考虑燃料类型、成本架构、设施的经济寿命及相关税率等因素。此外，上网电价获批准后，国家有关部门仍可于发生重大变化（例如天然气市价大幅波动）调整电价。公司燃气热电厂的上网电价高于北京的燃煤电厂上网电

价，主要是由于天然气与煤炭的价格差异及政府推行鼓励使用环保燃料的政策所致。目前，经国家发改委多次上调电价，自 2011 年 12 月 1 日起，公司燃气热电厂的上网电价由每兆瓦时 538 元上调至每兆瓦时 573 元。

表 4 2012 年公司前五大客户销售情况（单位：万元）

客户名称	销售产品	销售收入	占公司全部营业收入的比例
北京市电力公司	电力	278626.66	62.99%
内蒙古电力（集团）有限责任公司	电力	70634.74	15.97%
北京市热力集团有限公司	热力	35795.87	8.09%
麦格理银行/CAMCO 有限公司	CDM	15995.14	3.62%
内蒙古东部电力有限公司	电力	15811.05	3.57%
合计		416863.46	94.24%

资料来源：公司提供

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³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

²根据国家电网公司的职能改革，国家电网公司在北京市的电力采购公司由华北电网改为北京电力，上述两家公司均为国家电网公司下属区域性公司。

³ 公司子公司北京太阳宫燃气热电有限公司所设电厂为太阳宫燃气热电厂；北京京桥热电有限责任公司所设电厂为京桥燃气热电厂。

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。

京桥热电因二期建设进行技术改造，故第一期于2010年底至2011年初的热能供应期间停止生产热能。京桥热电二期工程为一套9F级“二拖一”燃气蒸汽联合循环热电联产机组，装机容量838MW，供热能力592MW（最大供热能力720MW）。2013年起京桥热电二期发电工程已经投产运行。

（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。截至2012年底，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；截至2013年6月底，公司蒙西地区装机容量为974.75兆瓦，占公司风电总装机容量的60.91%。

截至2013年6月底，公司有28个风电场正式运营，装机容量为1600.25兆瓦。

表5 截至2013年6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
合计	--	1600.25	--

资料来源：公司提供

公司风电业务是通过向所在地电网公司销售风电场产生的电能实现业务收入。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，在国内经营的风电项目运营期并无实质竞争，公司风电电能享有法定强制购买及优先调度权利。

由于行业特性，发展风电受自然条件限制，尤其是风力资源仅存在于有限地理区域及特定地点。因此，风电运营商之间的竞争主要发生在开发阶段，特别是在选择合适地点及获得权利在特定地点开发风电项目方面，而非项目的运作阶段。公司与其他风电开发商在开发阶段的竞争点包括选择风力资源的地点、获取相关政府批文、将自身的规划容量纳入地方电网规划以及获取资金来源。

公司储备风电项目主要位于风力资源丰富的中国东北及华北地区，包括内蒙古、北京、宁夏、河北及辽宁。从项目立项上看，公司主要是基于自身对各项项目的可行性研究，经考虑当地风力资源、建设条件、输配电状况及上网电价等多项因素后，决定开发项目的地点及时间。

设备采购

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。

公司与风电机组供货商的合约通常包括付款、交付、安装、检测及验收的规定，并规定通常为两年保修期（另行协定的除外）。此外，该合约通常也会列明主要性能指标，如电力系统功率曲线及可用系数等。公司与风电机组供货商订立合约后，如风电机组的性能指标低于订单上保证指标的，根据合约公司可获运营损失赔偿。由于公司所选用的风电设备技术水平普遍较高，营业期间内公司无就风电机组性能不良而造成的任何损失索偿。

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（例如金风及华锐）建立长期战略关系，与国际品牌风电机组供货商（例如苏司兰及恩德）也保持了良好的合作关系。

2010 年 4 月起，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。

生产经营

截至 2012 年底，公司位于内蒙古西部的风电场的平均利用时数远高于同一区域的行业平均水平。2012 年，公司完整年度运营的风电场售电小时数平均维持在 2000 小时以上，体现了较强的运营效率。

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。

产品销售

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。

表 6 2012 年公司主要风电厂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	1426	143296
辉腾锡勒二期	30.00	2710	81289
赛汗一期	49.50	1871	92638
赛汗二期	49.50	1698	84062
哲里根图一期	48.75	1677	81733
哲里根图二期	49.50	1711	84683
霍林河一期	49.50	1965	97266
霍林河二期	30.00	1800	53988
吉相华亚一期	49.50	1677	83008
吉相华亚二期	49.50	1505	74507
商都一期	49.50	1939	95977
商都二期	49.50	1955	96763
察右中一期	49.50	2173	107552
察右中二期	50.00	1857	92864
巴林右一期	49.50	2216	109690
宁夏太阳山一期	49.50	2434	120474
宁夏太阳山二期	49.50	821	40615
乌兰伊力更	300.00	1974	592140
科右中	49.50	1059	52441
旗杆	49.50	1373	67986
文贡乌拉	49.50	786	38917
灵武一期	49.50	810	40105
灵武二期	49.50	772	38193
鹿鸣山官厅一期	49.50	2082	103060
鹿鸣山官厅二期	49.50	2333	115504
鹿鸣山官厅二期 加密	36.00	2518	90644
延庆低风速	15.00	2186	32785
合计	1550.75	--	2712180

资料来源：公司提供

2012 年，公司合计售电量为 27.12 亿千瓦时，同比增长 9.58%；售电利用小时数合计为 47275 小时，同比增长 21.80%。受益于公司风电装机容量的持续扩张，公司风电收入不断增长，在总收入中占比持续增长。

公司风电场所产电力的实际售电量会受到各种因素制约，包括最大输电量、电网的稳

定性及当地电力需求。近年来，为给予提供热能的热电联产公司优先权，并确保地方电网的稳定安全，华北（例如内蒙古西部）地方电网公司限制风电公司连接电网（尤其是在冬夜）。此外，由于近年来风电公司为利用内蒙古西部的优质风能资源而大规模兴建风电场，导致风电场的建设速度超过当地电网的发展速度，故此内蒙古西部的地方电网公司对风电公司施加额外的限制。由于公司风电场所产电力无法储存而须即刻输送，因此公司位于内蒙古西部的部分风电场暂时关闭了部分风电机组。

（3）水电及其他

公司目前在运营的水电项目主要包括在黑水地区的扎窝一级水电站，其装机容量为 6.40 兆瓦，装机规模较小，形成的收入和利润水平较低。公司其他的生物质发电、光伏发电业务正处于培育期，产生的收入和利润规模对公司收入和利润影响较小。

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，毛利水平较高，主营业务运营稳健。

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，表现为存货周转次数和总资产周转次数呈波动增长态势，应收账款周转次数呈下降趋势。2012 年，公司应收账款周转次数、存货周转次数、总资产周转次数分别为 2.48 次、52.28 次和 0.16 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，应收账款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 2013 年 6 月底,公司主要在建项目

合计总投资为 152.40 亿元,截至 2013 年 6 月底已投资 22.21 亿元;未来资本支出较大,主要集中在 2014~2015 年。

表 7 截至 2013 年 6 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 2013 年 6 月底已投资	2013 年下半年	2014 年	2015 年
			贷款	自筹				
高安屯燃气发电	燃气供热与发电 845MW	381854	76371	305483	48651	169751	150442	--
未来城调峰热源	燃气供热	40476	8095	32381	19761	18849	6960	--
未来科技城燃气热电	燃气供热与发电 244MW	113753	2351	111402	13542	74924	26106	--
京西燃气发电	燃气供热与发电 1050MW	529242	105848	423394	30248	276262	203910	--
海淀北调峰热源	燃气供热	113352	22670	90682	4749	24160	16000	3000
燃气项目小计	--	1178677	215335	963342	116952	563946	403418	3000
官厅三期	风 力 发 电 49.5MW	49500	9900	39600	1437	28000	21500	--
乌兰浩特呼和马场	风 力 发 电 300MW	42570	8514	34056	5115	1000	36741	--
凉城风电项目	风 力 发 电 49.5MW	43650	8730	34920	17448	5674	15756	--
赛汗三期	风 力 发 电 49.5MW	30670	6134	24536	28803	12392	--	--
风电项目小计	--	166390	33278	133112	52803	47066	73997	--
八达岭光伏	光 伏 发 电 31.08MW	71658	14332	57326	3195	50000	19334	--
京能中卫光伏一期	光伏发电 20MW	24318	4.864	19454	468	18000	6318	--
光电项目小计	--	95976	14337	76780	3663	68000	25652	--
黑水三联水电	水 力 发 电 44.4MW	58000	9575	38299	34118	10565	5000	--
永兴河梯级(水库、一级、二级)水电站	水力发电 34MW	24959	4992	19967	14558	10820	2502	--
水电项目小计	--	82959	14567	58266	48676	21385	7502	--
合计	--	1524002	277517	1231500	222093	700397	510569	3000

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将由 2010 年的 2000 兆瓦扩至 2015 年的 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, 发电总出力为 1307.9MW, 对外供热能力 883.3MW, 折合供热面积约 1766 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 52.92 亿元, 截至 2013 年 6 月底公司已投资 3.02 亿元; 预计将于 2014 年投产。

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, 年发电量约 38 亿千瓦时, 新增供热面积 1200 万平方米。

该项目总投资 38.19 亿元，截至 2013 年 6 月底已投资 4.87 亿元，预计将于 2014 年投产。

风力发电

2012 年，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。

公司会综合评估拟投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。

为支持风电产业的发展，政府加大电网建设的资金投入。中国政府将于“十二五”期间加强电网建设，未来电网阻塞会随中国地方及全国电网快速发展而逐渐改善。国务院颁布《关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》中列明加快开发可适应新能源发展需求的先进电网及其营运系统的目标。内蒙古政府颁布

《关于进一步加快内蒙古电网建设的意见》，旨在扩展电力传输渠道及解决风电传输问题。

目前，公司继续加大项目开展力度。截至 2013 年 6 月底，公司主要风电项目共计 4 个，分别为官厅三期项目、赛汗三期项目、乌兰浩特呼和马场项目以及凉城风电项目，总装机容量 448.5 兆瓦，将分别于 2014 年陆续投产。项目总投资为 16.64 亿元，截至 2013 年 6 月底已投资 5.28 亿元。

光伏发电

在光伏发电板块，公司储备了较为丰富的在建和拟建项目，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 2 个主要在建项目，分别为八达岭光伏项目和京能中卫光伏一期项目，总装机容量为 51.08 兆瓦，总投资为 9.60 亿元，截至 2013 年 6 月底公司已投资 0.37 亿元。

表 8 截至 2013 年 6 月底公司主要拟建项目（单位：万元）

项目名称	类型	地区	总投资（万元）	预计投产时间	开工时间	装机容量(MW)	目前进度
京能宁东（灵武新立）一期	光伏发电	宁夏	12159	2014 年 1 月	2013 年 7 月	10	已开工
乌拉特中旗光伏一期	光伏发电	内蒙古	55000	2014 年 1 月	2013 年 7 月	40	已开工
乌拉特中旗光伏二期	光伏发电	内蒙古	40800	2014 年 6 月	2013 年 9 月	40	已开工
京能中卫光伏产业园二期	光伏发电	宁夏	11684	2014 年 1 月	2013 年 9 月	10	已开工
五家渠光伏发电三、四期	光伏发电	新疆	44323	2014 年 1 月	2013 年 8 月	40	已开工
京能宁东（灵武新立）二期	光伏发电	宁夏	20538	2015 年 1 月	2014 年 5 月	20	已核准
合计	--	--	184504	--	--	160	--

资料来源：公司提供

目前，公司拟建项目主要集中在光电领域，均分布在宁夏、内蒙古和新疆等光能充裕的区域。截至 2013 年 6 月底公司有 6 个拟建项目，装机容量总计 160 兆瓦，预计总投资为 18.45 亿元；目前均在稳步推进，将于 2014~2015 年陆续投产。

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 2010~2012 年度国内会计准则报表由国富浩华会计师事务所审计，均出具了标准无保留意见的审计报告。公司 2013 年上半年财务报表未经审计。

2011 年，公司合并范围在 2010 年基础上增加北京京能高安屯燃气热电有限责任公司

和内蒙古京能巴音风力发电有限公司等5家子公司，其中4家为新设公司。2012年，公司合并范围新增四川大川电力有限公司、四川众能电力有限公司和北京京西燃气热电有限公司等5家子公司，其中3家为新设公司；减少京能昌图新能源有限公司等1家子公司。截至2013年6月底，公司合并范围新增宁夏京能中卫新能源有限公司1家子公司。总体看，考虑到新纳入合并范围主要为新设子公司，规模较小，近年来公司合并范围变化小，财务可比性强。

截至2012年底，公司合并资产总额300.82亿元，负债合计206.27亿元，所有者权益（含少数股东权益2.75亿元）94.55亿元。2012年公司实现营业收入44.23亿元，利润总额11.16亿元。

截至2013年6月底，公司合并资产总额307.86亿元，所有者权益（含少数股东权益2.54亿元）98.87亿元。2013年1~6月，公司实现营业收入30.05亿元，利润总额7.23亿元。

2. 资产质量

2010年~2012年公司资产规模增长较快，三年复合增长率为22.51%。截至2012年底，公司资产总额为300.82亿元，同比增长22.93%。截至2012年底，公司资产总额中非流动资产合计占比79.65%，流动资产占比20.35%。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。

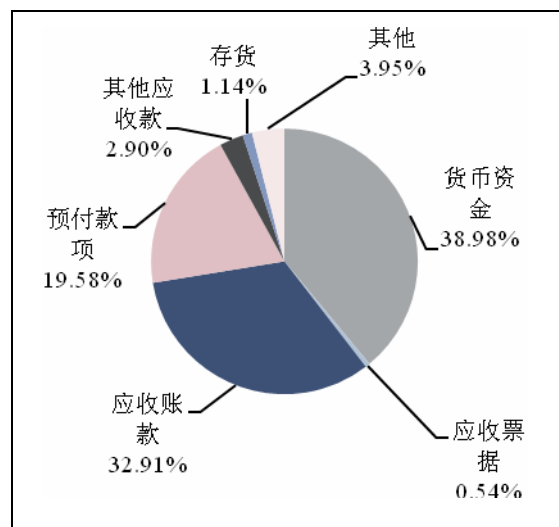
流动资产

截至2012年底，公司流动资产合计61.21亿元，近三年年均增长58.31%，以货币资金（占38.98%）、应收账款（占32.91%）和预付款项（占19.58%）为主。

2010~2012年，公司货币资金波动上升，年复合增长率为92.28%。2011年12月，公司在香港上市，募集资金的到账使得公司货币资金大幅增至24.43亿元。截至2012年底，公司货币资金为23.86亿元，主要由银行存款（占94.17%）

构成。

图4 2012年底公司流动资产构成



资料来源：公司审计报告

2010~2012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30.31%。截至2012年底，公司应收账款账面余额为20.16亿元，计提坏账比例为0.01%，主要为应收电费。单项计提坏账准备的应收账款账面余额为10.24亿元，主要为内蒙古电力（集团）有限责任公司的应收电费8.53亿元；按组合计提坏账准备的应收账款账面余额为9.90亿元，其中99.49%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。

2010~2012年，由于投资建设项目较多，公司预付款项快速增长，年复合增长率为93.96%，截至2012年底公司预付款项11.98亿元，主要为对电力设备供应商的预付款。

非流动资产

2010~2012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16.69%。截至2012年底，公司非流动资产合计129.61亿元，主要由固定资产（占68.84%）、在建工程（占16.91%）、长期股权投资（占6.73%）和商誉（占5.94%）等构成。

2010~2012年，公司长期股权投资稳定增

长，年复合增长率为6.52%。截至2012年底，公司长期股权投资为16.13亿元，其中按权益法核算占93.92%，包括对京能国际能源股份有限公司（以下简称“京能国际”）（占85.68%）等4家公司的股权投资。

2010~2012年，公司固定资产持续增长，年复合增长率为12.70%。截至2012年底，公司固定资产164.95亿元，同比增长23.61%，主要由于在建工程转入36.24亿元所致；主要由机器设备（占76.42%）和房屋及建筑物（占11.59%）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33.38亿元，固定资产成新率为83.17%，成新率较高。

2010~2012年，公司投资建设的燃气及风电项目较多，在建工程快速增长，年复合增长率为23.52%。截至2012年底，公司在建工程为40.51亿元，主要由草桥二期工程（占57.66%）、宁夏灵武三期（占6.51%）和高安屯燃气发电项目（占5.90%）等构成。目前，公司宁夏灵武三期与草桥二期已建成投产。

2010~2012年，公司商誉快速增长，截至2012年底为14.24亿元，同比增长12.94亿元，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。

截至2013年6月底，公司资产总计307.86亿元，较2012年底增长2.34%，主要由于预付款项和长期股权投资的增长所致，其中长期股权投资18.62亿元主要集中于对华源惠众环保科技有限公司（占50.00%）和天银地热开发有限公司（占42.86%）等公司的股权投资。公司非流动资产占比增加2.40个百分点至82.05%，资产结构较2012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点；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

2010~2012年，公司所有者权益持续增长，年复合增长率为22.51%；截至2012年底，公司所有者权益合计94.55亿元，其中归属于母公司所有者权益91.80亿元，占所有者权益合计的97.09%。归属于母公司所有者权益中，实收资本占68.64%，资本公积占17.34%，盈余公积占0.67%，未分配利润占13.36%。

截至2013年6月底，公司所有者权益合计为98.87亿元，较2012年底增长4.57%，主要来自未分配利润的增长，所有者权益结构较2012年底变化不大。

总体看，公司所有者权益的稳定性较好。

负债

2010~2012年，公司负债快速增长，年复合增长率为26.12%；截至2012年底公司负债合计206.27亿元，主要受应付债券的推动，同比增长34.78%。截至2012年底公司非流动负债占68.13%，流动负债占比31.87%。

2010~2012年，公司流动负债波动增长，年复合增长率为29.71%。截至2012年底，公司流动负债合计65.74亿元，主要由短期借款（占42.49%）、应付账款（占20.53%）、其他应付款（占19.12%）和一年内到期的非流动负债（占22.55%）构成。

近年来公司发电业务规模不断增大，为满足日常经营需要，公司增加了短期借款的规模。截至2012年底，公司短期借款为27.93亿元，全部为信用借款。

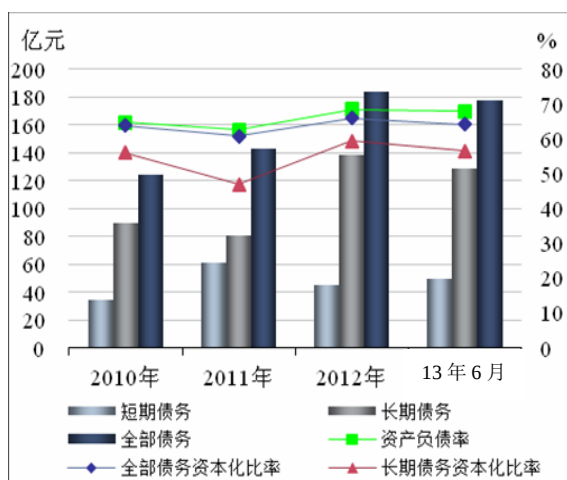
2010~2012年，公司应付账款持续增长，年复合增长率为23.88%；截至2012年底，公司应付账款为13.50亿元，其中账龄在1年以内占比78.00%，超过1年的部分主要为质保金、尚未结算的设备款及工程款。

2010~2012年，公司其他应付款快速增长，年复合增长率为287.19%；截至2012年底，公司其他应付款为12.57亿元，同比增加9.81亿

元，主要由与股东公司京能集团的往来款（占 73.19%）构成。

2010~2012 年，公司非流动负债波动增长，年复合增长率为 24.53%。截至 2012 年底，公司非流动负债合计 140.53 亿元，主要由长期借款（占 66.16%）和应付债券（占 32.61%）构成；同比增长 72.22%，主要来自新增应付债券 45.83 亿元。

图5 公司近年债务结构情况



资料来源：公司审计报告

有息债务方面，由于公司新建电力项目较多，公司债务规模持续扩张，年复合增长率为 21.47%。截至2012年底为183.88亿元，在应付债券的推动下同比增长28.82%；其中长期债务占75.48%，同比增长18.62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均呈上升态势，截至2012年底上述三项指标分别为68.57%、66.04%和59.48%。公司债务负担有所增长，在行业内处于合理范围中；相较于资产结构，公司债务结构有待优化。

截至2013年6月底，公司负债总额小幅增至208.99亿元，负债结构变化不大；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67.88%、64.28%和56.53%，债务负担较2012年底有所增长。

总体看，公司所有者权益稳定性较好；负债水平正常，但刚性债务规模较大，随着在建项目对外部资金需求的增加，公司的整体债务

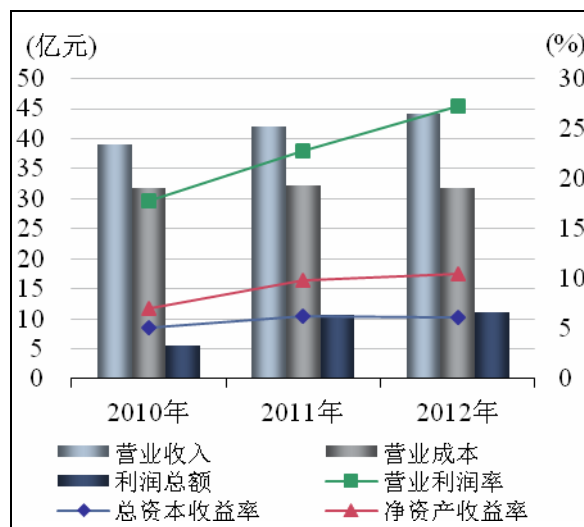
规模有所加重。

4. 盈利能力

2010~2012 年，公司营业收入平稳增长，年复合增长率为 6.55%，2012 年公司实现营业收入 44.23 亿元。同期，公司营业成本稳定，2012 年为 31.88 亿元，与 2010 年持平，较 2011 年降低了 0.95%。受此影响，公司营业利润率持续增长，2012 年为 27.19%。

2010~2012 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 16.55%，2012 年公司期间费用合计 8.80 亿元，费用收入比为 19.89%；其中，财务费用占 80.34%，管理费用占 19.66%。期间费用增速高于营业收入增速，公司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：公司审计报告

2010~2012 年，公司投资收益快速增长，年复合增长率为 131.12%，2012 年公司实现投资收益 3.36 亿元，主要来自以权益法核算的长期股权投资收益（占 70.24%）。

2010~2012 年，公司营业外收入波动增长，年复合增长率为 4.56%。2012 年公司实现营业外收入 4.83 亿元，政府补助占 97.93%。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，2010~2012 年公司利润总额分别为 5.47 亿元、10.73 亿元和 11.16 亿元，年均增长 42.78%。

从盈利指标看，受营业利润增长及政府补助提高的影响，公司盈利能力持续提升，近三年公司总资产收益率与净资产收益率平均值分别为 5.98%和 9.58%，2012 年上述两项指标分别为 6.13%和 10.47%。

2013 年 1~6 月，公司实现营业收入 30.05 亿元；利润总额为 7.23 亿元，占 2012 年全年总额的 64.78%。同期公司营业利润率为 28.20%，较 2012 年增长 1.01 个百分点。

总体看，公司近两年来盈利规模不断扩大，盈利能力持续提高；随着未来产能释放和政府补助的增长，公司盈利有望继续保持较快增长。

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快速上升，2012年上述两项指标分别为93.11%和92.05%；截至2013年6月底，主要受短期借款影响，以上两项指标分别为70.17%和69.29%，指标较上年底有所下降。2012年，经营现金流动负债比为27.50%，经营活动获取的现金对流动负债的保障能力很强。总体看，公司短期偿债能力较强。

从长期偿债能力指标看，2010~2012年 EBITDA分别为18.11亿元、24.19亿元和26.75亿元。EBITDA利息倍数波动提高，三年平均值为3.84倍，2012年为3.73倍，对利息支出保障能力强。近年来公司全部债务/EBITDA波动下降，三年平均为6.58倍，2012年上述指标为6.87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 2013 年 6 月底，公司已获得的银行授信额度 544.86 亿元，尚未使用的授信

额度为人民币 476.06 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 2013 年 6 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：B-201312230018374490），截至 2013 年 12 月 23 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，公司目前负债水平正常，但有息债务占比较高，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，经营活动现金流入规模较大，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。

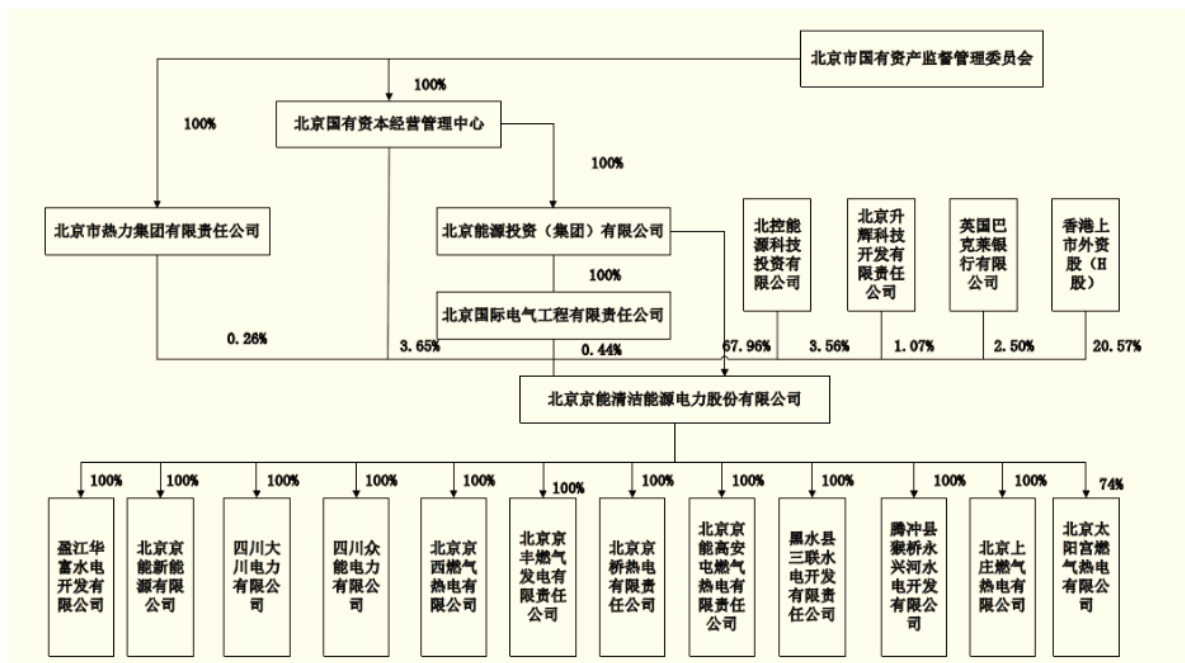
九、结论

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。

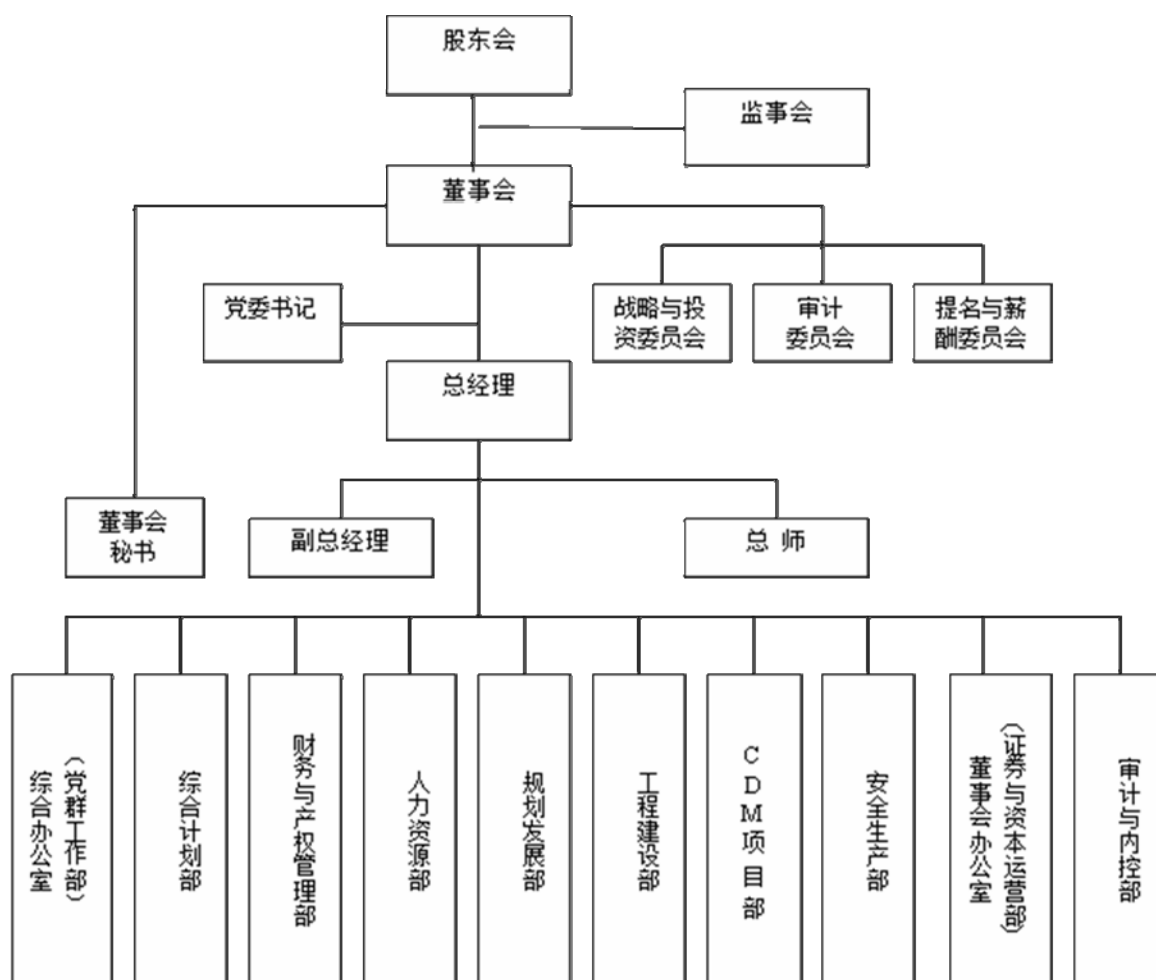
公司作为北京最大的燃气电力供应商及中国领先的风电运营商，隶属于大型国有企业，在行业地位、生产规模、产业布局、品牌知名度等方面具有显著优势。公司将在未来北京四大热力中心的建设运营中，进一步巩固垄断地位。公司在内蒙古等风能富足地区完成了风电业务的布局与项目储备，同时涉足光电、水电及其他清洁能源电力领域。公司盈利能力受到天然气价格波动和电价补贴的影响；目前公司债务负担合理，整体偿债能力较强。

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 2013 年 6 月底）



附件 1-2 公司组织架构图



附件 2-1 合并资产负债表（资产）

（单位：人民币万元）

项目	2010 年	2011 年	2012 年	变动率(%)	2013 年 6 月
流动资产：					
货币资金	64058.98	244344.02	238569.26	92.98	195195.87
交易性金融资产	0.00	0.00	0.00		0.00
应收票据	647.21	1592.68	3328.24	126.77	3560.65
应收账款	118635.80	149992.45	201455.31	30.31	159838.53
预付款项	31852.91	80268.23	119830.50	93.96	151620.62
应收利息	57.57	325.26	253.60	109.88	543.18
应收股利	0.00	0.00	323.38		323.38
其他应收款	11241.53	10271.17	17765.02	25.71	20431.21
存货	4060.91	5144.47	6980.01	31.10	6967.70
一年内到期的非流动资产	0.00	0.00	0.00		0.00
其他流动资产	14246.22	13141.59	23602.45	28.71	14021.54
流动资产合计	244801.13	505079.87	612107.77	58.13	552502.67
非流动资产：					
长期股权投资	142131.06	156620.69	161257.98	6.52	186195.79
固定资产	1298825.52	1334375.11	1649531.75	12.70	1864655.38
在建工程	265502.26	371098.06	405103.92	23.52	282745.83
工程物资	22547.47	44372.63	3366.65	-61.36	15431.54
固定资产清理	53.55	0.00	0.00	-100.00	0.00
生产性生物资产	0.00	0.00	0.00		0.00
油气资产	0.00	0.00	0.00		0.00
无形资产	8533.74	10561.27	17075.06	41.45	17407.37
开发支出	0.00	308.20	4141.12		4389.08
商誉	13000.40	13000.40	142351.80	230.90	142351.80
合并价差	0.00	0.00	0.00		0.00
长期待摊费用	77.11	107.07	285.52	92.42	337.13
递延所得税资产	8271.90	10690.12	11458.22	17.69	10341.98
其他非流动资产	615.80	830.63	1522.17	57.22	2209.97
非流动资产合计	1759558.83	1941964.17	2396094.19	16.69	2526065.86
资产总计	2004359.96	2447044.04	3008201.97	22.51	3078568.54

附件 2-2 合并资产负债表（负债和所有者权益）

（单位：人民币万元）

项目	2010 年	2011 年	2012 年	变动率(%)	2013 年 6 月
流动负债：					
短期借款	204000.00	520924.38	279307.73	17.01	379467.73
交易性金融负债	0.00	0.00	0.00		0.00
应付票据	69441.10	3159.42	23257.56	-42.13	60741.33
应付账款	87938.30	117576.02	134953.41	23.88	165465.61
预收款项	982.96	40.00	1060.52	3.87	6035.57
应付职工薪酬	3829.48	4232.52	6559.48	30.88	6679.63
应交税费	-73154.45	-69584.62	-82551.84		-84901.10
应付利息	1946.52	2619.30	14561.94	173.51	21901.02
应付股利	6140.12	0.00	3017.02	-29.90	32997.65
其他应付款	8384.16	27560.68	125689.54	287.19	128586.07
预计负债（预提费用）	0.00	0.00	0.00		0.00
一年内到期的非流动负债	71852.22	91639.84	148229.14	43.63	53677.33
其他流动负债	9333.11	16272.55	3291.56	-40.61	16672.89
流动负债合计	390693.51	714440.10	657376.05	29.71	787323.73
非流动负债：					
长期借款	900917.00	811643.49	929729.36	1.59	827102.94
应付债券	0.00	0.00	458290.34		458560.67
递延所得税负债	418.61	384.54	1457.54	86.60	1157.33
其他非流动负债	4795.28	3947.37	15828.49	81.68	15705.79
非流动负债合计	906130.90	815975.40	1405305.72	24.53	1302526.72
负债合计	1296824.41	1530415.50	2062681.78	26.12	2089850.45
所有者权益：					
实收资本(或股本)	500000.00	603220.00	614990.55	10.90	614990.55
资本公积	134304.47	152368.38	142533.10	3.02	153030.90
减：库存股	0.00	0.00	0.00		0.00
专项储备	0.00	0.00	0.00		0.00
盈余公积	833.04	5887.72	14635.51	319.15	14635.51
未分配利润	41470.31	117377.41	145813.56	87.51	180658.49
外币报表折算差额	0.00	0.00	0.00		0.00
归属于母公司权益合计	676607.83	878853.51	917972.71	16.48	963315.44
少数股东权益	30927.72	37775.03	27547.48	-5.62	25402.64
所有者权益合计	707535.55	916628.54	945520.19	15.60	988718.08
负债和所有者权益总计	2004359.96	2447044.04	3008201.97	22.51	3078568.54

附件 3 合并利润表

(单位: 人民币万元)

项目	2010 年	2011 年	2012 年	变动率(%)	2013 年 1~6 月
一、营业收入	389609.59	420193.81	442302.41	6.55	300518.92
减: 营业成本	318754.06	321820.90	318764.38	0.00	214068.23
营业税金及附加	1707.79	2602.20	3263.58	38.24	1703.67
销售费用	0.00	0.00	0.00		0.00
管理费用	14025.33	13427.77	17295.60	11.05	11016.69
财务费用	50741.99	58871.87	70687.55	18.03	41514.72
资产减值损失	16.40	24.62	-590.56		0.00
其他经营收益	0.00	0.00	0.00		0.00
投资收益	6287.73	16035.36	33588.08	131.12	15583.50
其中: 对合营企业投资收益	5527.16	14708.35	23599.44	106.63	14440.01
汇兑收益	0.00	0.00	0.00		0.00
二、营业利润	10651.75	39481.81	66469.95	149.81	47799.10
加: 营业外收入	44140.34	67956.07	48260.02	4.56	24621.49
减: 营业外支出	70.24	98.57	3169.54	571.73	71.42
其中: 非流动资产处置损失	0.00	0.00	0.00		0.00
三、利润总额	54721.85	107339.31	111560.43	42.78	72349.17
减: 所得税费用	5185.02	17231.02	12594.74	55.85	9545.33
四、净利润	49536.83	90108.29	98965.69	41.34	62803.84
其中: 归属于母公司的净利润	3307.68	9146.52	7824.01	53.80	4896.77
少数股东损益	46229.15	80961.77	91141.68	40.41	57907.07

附件 4-1 合并现金流量表
 (单位: 人民币万元)

项目	2010 年	2011 年	2012 年	变动率(%)	2013 年 1~6 月
一、经营活动产生的现金流量:					
销售商品、提供劳务收到的现金	412234.25	425189.48	440327.79	3.35	386711.27
收到的税费返还	1422.50	451.14	3002.56	45.28	233.91
收到其他与经营活动有关的现金	64847.85	98871.47	48553.22	-13.47	40650.78
经营活动现金流入小计	478504.60	524512.09	491883.58	1.39	427595.96
购买商品、接受劳务支付的现金	258208.94	266639.72	233424.16	-4.92	132138.91
支付给职工以及为职工支付的现金	16234.04	20101.42	25272.23	24.77	15409.14
支付的各项税费	27040.79	36738.15	49320.32	35.05	31627.69
支付其他与经营活动有关的现金	17669.87	10336.19	3115.43	-58.01	7134.32
经营活动现金流出小计	319153.64	333815.48	311132.13	-1.26	186310.06
经营活动产生的现金流量净额	159350.96	190696.61	180751.44	6.50	241285.90
二、投资活动产生的现金流量:					
收回投资收到的现金	0.00	37062.50	30019.61		0.00
取得投资收益收到的现金	32733.41	134.32	7060.63	-53.56	586.82
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	89.26	69.37	149.88	29.58	5.30
处置子公司及其他单位收到的现金净额	0.00	3328.09	14468.27		5040.00
收到其他与投资活动有关的现金	5353.11	10400.65	31069.73	140.92	11601.55
投资活动现金流入小计	38175.78	50994.93	82768.12	47.24	17233.67
购建固定资产、无形资产等支付的现金	214598.05	324798.37	376146.85	32.39	157005.17
投资支付的现金	5109.20	10032.00	115892.18	376.27	0.00
取得子公司等支付的现金净额	820.00	0.00	0.00	-100.00	0.00
支付其他与投资活动有关的现金	15139.81	46263.95	27916.41	35.79	2525.19
投资活动现金流出小计	235667.07	381094.31	519955.44	48.54	159530.36
投资活动产生的现金流量净额	-197491.29	-330099.38	-437187.32		-142296.70
三、筹资活动产生的现金流量:					
吸收投资收到的现金	133001.53	150482.89	16990.98	-64.26	0.00
取得借款收到的现金	552300.00	995836.88	1441718.77	61.57	437980.90
发行债券收到的现金	0.00	0.00	0.00		0.00
收到其他与筹资活动有关的现金	24927.17	118182.77	43067.09	31.44	439.01
筹资活动现金流入小计	710228.70	1264502.55	1501776.83	45.41	438419.91
偿还债务支付的现金	583948.56	736101.13	1048848.68	34.02	534999.13
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	94653.90	87988.64	153038.53	27.15	42402.21
支付其他与筹资活动有关的现金	5783.40	120254.81	80215.73	272.42	2980.73
筹资活动现金流出小计	684385.85	944344.59	1282102.94	36.87	580382.06
筹资活动产生的现金流量净额	25842.85	320157.96	219673.90	191.55	-141962.16
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	-740.48	-470.15	602.87		-400.44
五、现金及现金等价物净增加额	-13037.97	180285.04	-36159.11	66.53	-43373.39
加: 期初现金及现金等价物余额	77096.95	64058.98	274728.37	88.77	238569.26
六、期末现金及现金等价物余额	64058.98	244344.02	238569.26	92.98	195195.87

附件 4-2 合并现金流量表补充资料

(单位: 人民币万元)

项目	2010 年	2011 年	2012 年	变动率(%)
1、将净利润调为经营活动现金流量:				
净利润	49536.83	90108.29	98965.69	41.34
加: 资产减值准备	16.40	24.62	-590.56	
固定资产折旧及其他	76186.27	76179.40	83858.63	4.91
无形资产摊销	169.96	139.07	224.74	14.99
长期待摊费用摊销	0.00	65.55	200.73	
处置固定资产、无形资产等损失	-25.85	-14.23	41.30	8.58
固定资产报废损失	53.60	38.17	2963.21	-75.83
公允价值变动损失	0.00	0.00	0.00	
财务费用	50644.60	58147.56	88544.17	32.11
投资损失	-6287.73	-16035.36	-33588.08	
递延所得税资产减少	-5808.08	-2418.22	-882.11	
递延所得税负债增加	-34.08	-34.08	1073.01	
待摊费用减少	0.00	0.00	0.00	
预提费用增加	0.00	0.00	0.00	
存货的减少	1442.55	-923.12	-1121.61	
经营性应收项目的减少	-4311.60	-58500.44	-10392.87	
经营性应付项目的增加	-2231.91	43919.39	-38189.75	
其他	0.00	0.00	-10355.04	
经营活动产生的现金流量净额	159350.96	190696.61	180751.44	-7.23
2、无现金收支的重大投资筹资活动:				
债务转为资本	0.00	0.00	0.00	
一年内到期的可转换公司债券	0.00	0.00	0.00	
融资租入固定资产	0.00	0.00		
3、现金及现金等价物净变动情况:				
现金的期末余额	64058.98	244344.02	238569.26	92.98
减: 现金的期初余额	77096.95	64058.98	274728.37	88.77
加: 现金等价物的期末余额	0.00	0.00	0.00	
减: 现金等价物的期初余额	0.00	0.00	0.00	
现金及现金等价物净增加额	-13037.97	180285.04	-3615.91	

附件 5 主要计算指标

项目	2010 年	2011 年	2012 年	平均值	2013 年 6 月
经营效率					
销售债权周转次数(次)	2.36	3.10	2.48	2.64	--
存货周转次数(次)	10.14	69.92	52.58	49.30	--
总资产周转次数(次)	0.30	0.19	0.16	0.20	--
盈利能力					
营业利润率(%)	17.75	22.79	27.19	23.98	28.20
总资本收益率(%)	5.10	6.32	6.13	5.98	--
净资产收益率(%)	7.00	9.83	10.47	9.58	--
财务构成					
长期债务资本化比率(%)	56.01	46.96	59.48	55.03	56.53
全部债务资本化比率(%)	63.79	60.89	66.04	64.05	64.28
资产负债率(%)	64.70	62.54	68.57	65.99	67.88
偿债能力					
流动比率(%)	62.66	70.70	93.11	80.30	70.17
速动比率(%)	61.62	69.98	92.05	79.34	69.29
经营现金流动负债比(%)	40.79	26.69	27.50	29.91	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.62	4.16	3.73	3.84	--
全部债务/EBITDA(倍)	6.88	5.90	6.87	6.58	--
筹资前现金流量净额债务保护倍数(倍)	-0.03	-0.10	-0.14	-0.11	--
筹资前现金流量净额利息偿还能力(倍)	-0.76	-2.40	-3.58	-2.66	--

附件 6 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/主营业务收入×100%
盈利指标	
总资本收益率	(净利润+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
筹资活动前现金流量净额债务保护倍数	筹资活动前现金流量净额/全部债务
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%
筹资活动前现金流量净额利息偿还能力	筹资活动前现金流量净额/利息支出

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
 筹资活动前现金流量净额=经营活动产生的现金流量净额+投资活动产生的现金流量净额
 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 7 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，联合资信有权撤销信用等级。

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。

