

信用等级公告

联合[2012] 945 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
二零一二年十二月十一日
评级业务专用章

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：2012 年 12 月 11 日

财务数据

项目	2009 年	2010 年	2011 年	12 年 9 月
资产总额(亿元)	186.43	200.44	244.70	259.67
所有者权益(亿元)	55.41	70.75	91.66	95.80
长期债务(亿元)	84.61	90.09	81.16	125.19
全部债务(亿元)	120.60	124.62	142.74	154.90
营业收入(亿元)	25.37	38.96	42.02	24.87
利润总额(亿元)	1.59	5.47	10.73	4.82
EBITDA(亿元)	9.39	18.11	24.19	--
营业利润率(%)	6.51	17.75	22.79	19.40
净资产收益率(%)	2.40	7.00	9.83	--
资产负债率(%)	70.28	64.70	62.54	63.11
全部债务资本化比率(%)	68.52	63.79	60.89	61.79
流动比率(%)	45.84	62.66	70.70	132.81
全部债务/EBITDA(倍)	12.84	6.88	5.90	--
EBITDA 利息倍数(倍)	2.93	3.39	3.18	--

注：公司 2012 年三季度财务数据未经审计。

分析师

孙 媛 张 莉

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、生产规模、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，营业效率较高。
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。
5. 公司清洁能源领域业务涉及燃气发电、风电、中小型水电、垃圾发电及太阳能发电业务，多元化发展战略有助于防范单一业务的风险。

关注

1. 燃气价格的上升将在一定程度上影响公司发电成本，公司利润空间受到挤压。
2. 清洁能源发电享有政府补贴，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还难以消除，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 2012 年 12 月 11 日至 2013 年 12 月 10 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，截止 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%。

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 2011 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（见附件 1-2），以及 8 个全资、控股一级子公司，16 个全资、控股二级子公司。截至 2011 年底公司拥有在职员工 1549 人。

截至 2011 年底，公司合并资产总额 244.70 亿元，负债合计 153.04 亿元，所有者权益（含少数股东权益）91.66 亿元。2011 年公司实现营业收入 42.02 亿元，利润总额 10.73 亿元。

截至 2012 年 9 月底，公司合并资产总额 259.67 亿元，所有者权益（含少数股东权益 2.24 亿元）95.80 亿元。2012 年 1-9 月，公司实现营业收入 24.87 亿元，利润总额 4.82 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

2011 年三季度以来，受欧债危机扩散影响，外需总体出现走弱态势，同时国内基建和房地产投资作为重要的终端需求，在政策收紧环境下也出现明显放缓。根据《中华人民共和国 2011 年国民经济和社会发展统计公报》，2011 年国内生产总值 471564 亿元，比上年增长

9.2%。其中，第一产业增加值47712亿元，增长4.5%；第二产业增加值220592亿元，增长10.6%；第三产业增加值203260亿元，增长8.9%。第一产业增加值占国内生产总值的比重为10.1%，第二产业增加值比重为46.8%，第三产业增加值比重为43.1%。

2011年，中国全社会固定资产投资311022亿元，比上年增长23.6%，扣除价格因素，实际增长15.9%。其中，固定资产投资（不含农户）301933亿元，增长23.8%；农户投资9089亿元，增长15.3%。东部地区投资130319亿元，比上年增长20.1%；中部地区投资70783亿元，增长27.5%；西部地区投资71849亿元，增长28.7%；东北地区投资32687亿元，增长30.4%。

根据国家统计局公布的数据，2012年1-9月GDP实现353480亿元，同比增长7.7%。2012年1-9月份，固定资产投资（不含农户）256933亿元，同比增长20.5%，比1-8月份提高0.3个百分点，而其中中央项目投资同比增长2.3%；地方项目投资同比增长21.8%。1-9月，全国房地产开发投资51046亿元，同比增长15.4%，较1-8月回落0.2个百分点。总的来看，投资增速延续放缓态势。

2. 政策环境

财政政策方面，2011年全年公共财政收入103740亿元，比上年增加20639亿元，增长24.8%；其中税收收入89720亿元，增加16510亿元，增长22.6%。2011年，中国财政政策主要措施包括：重启价格调节基金，加大对农业的财政补贴力度，抑制物价上涨幅度；支持自主创新和战略性新兴产业发展，有序启动“十二五”规划重大项目建设，促进产业结构优化升级；继续对部分小型微利企业实施所得税优惠政策，分步实施个人所得税制度改革，促进企业发展和引导居民消费。2012年3月召开的“两会”上，明确要继续实施积极的财政政策和稳健的货币政策，根据形势变化适时适度预调微调，以维持经济的稳定增长。2012年中国将

财政工作的重点放在保障和改善民生各项工作方面。2012年中央财政用在与人民群众生活直接相关的教育、医疗卫生、社会保障和就业、住房保障、文化方面的民生支出安排合计1.38万亿元，同比增长19.8%；用在农业水利、公共交通运输、节能环保、城乡社区事务等方面与民生密切相关的支出安排合计1.51万亿元。

货币政策方面，2011年，央行货币政策较为频繁，年度内6次上调存款准备金率，3次上调存贷款基准利率。根据2011年第四季度《中国货币政策执行报告》，2011年年末，中国广义货币供应量M2余额为85.2万亿元，同比增长13.6%，增速比上年低6.1个百分点。人民币贷款余额同比增长15.8%，增速比上年低4.1个百分点，比年初增加7.47万亿元。2011年社会融资规模为12.83万亿元，其中债券融资明显增多。金融机构贷款利率总体稳步上行，12月份非金融企业及其他部门贷款加权平均利率为8.01%，比年初上升1.82个百分点。2012年1~9月，央行3次下调存款准备金率，并于7月非对称得下调金融机构人民币存贷款基准利率，通过此类货币政策工具向实体经济释放流动性。截至2012年9月末，广义货币供应量（M2）94.37万亿元，同比增14.8%，增速分别比上月末和上年同期上升1.3和1.8个百分点；狭义货币供应量（M1）28.68万亿元，同比增长7.30%，增速分别比上月末提高2.8个百分点。从信贷规模来看，9月份人民币贷款余额6232亿元，同比多增364亿元，其中新增中长期贷款2868亿元，较上月继续小幅反弹，占总新增贷款的比重从上月的17%上升至20%，信贷结构“短多长少”的局面略有改善。

产业政策方面，调整产业结构和转变经济增长方式是政策的主线。2011年3月16日，国务院正式发布了《国民经济和社会发展的第十二个五年规划纲要》；2011年9月7日，国务院发布《“十二五”节能减排综合性工作方案》；2011年中央政府继续加强房地产调控，“国八条”、房产税试点改革先后落地，“限购”、“限

价”、“限贷”等政策全面升级，房地产业固定资产投资和信贷增速继续回落。2012年5月国务院常务会议通过了《“十二五”国家战略性新兴产业发展规划》，提出了节能环保、新一代信息技术、生物、高端装备制造、新能源、新材料以及新能源汽车等七大战略性新兴产业的重点发展方向和主要任务。上述规划的出台，对于保持经济长期平稳较快发展具有重要意义。

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70%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

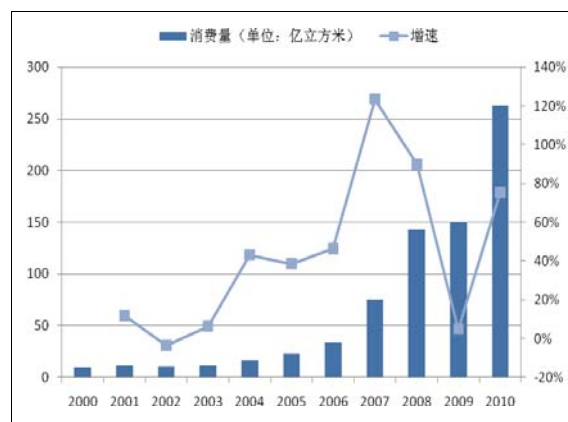
天然气发电分为集中式和分布式，前者是传统的发电方式，后者采用完全不同于集中式供电的方式，被称为“第二代能源系统”。由于天然气来源渠道分散，分布式发电将能源综合利用分布在用户端，相比集中发电具有投资更少、风险能够有效分散以及高效减排的优势，是集中发电的有利补充。

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。

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，发电用天然气消费量快速增长（图2），2000~2010年年均增长率达到了38.5%，占天然气消费总量的比例大幅上升。2007、2008年间，随着国内一批燃气电厂（浙江半山天然气发电工程、莆田燃气电厂、郑州燃气电厂、厦门东部燃气电厂）陆续竣工投产，发电用天然气消费量显著增加。针对沿海区域气源不足问题，中国已经开始进口液化天然气，供需缺口得到较好的缓解。

图1 发电用天然气消费量及增速



资料来源：国家统计局

(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和效率。

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

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。

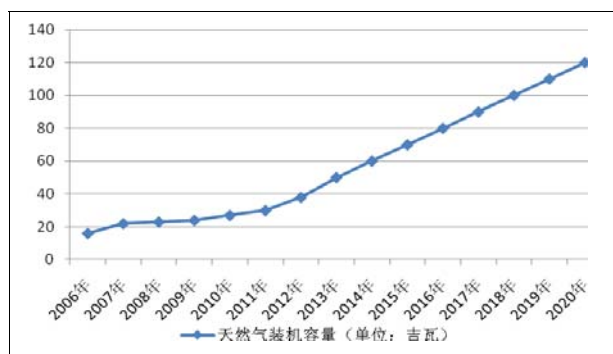
电价竞价上网与天然气价“照付不议”的矛盾:受当前电价形成机制的约束,天然气电价必须竞价上网,而天然气价要求“照付不议”,电力运营商没有议价能力。随着天然气价走高,成本压力较大,需要依赖于政府补贴。

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”。

图 2 中国天然气电厂装机容量



资料来源: CEIC, 国家能源局, 中国电力企业联合

目前,天然气在中国电力装机中占比只有 3%左右,在一次能源电力消耗中比重偏低,未来伴随能源结构调整有较大上升空间。2012

年 3 月中电联发布《电力工业“十二五”规划》,提出要适度发展天然气集中发电,因地制宜发展分布式发电。针对天然气集中发电天然气(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。2015 年和 2020 年大型天然气发电规划容量分别为 4000 万千瓦和 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

风电是风能发电或者风力发电的简称,属于可再生能源,清洁能源。风力发电是风能利用的重要形式,风能是可再生、无污染、能量大、前景广的能源,大力发展清洁能源是世界各国的战略选择。

2009 年底,全国共建设 423 个风电场,总容量达 2268 万千瓦,约占全国发电装机的 2.6%。2010 年,中国风电新增装机超过 1600 万千瓦,累计超过 4000 万千瓦,新增及累计装机容量均居世界第一。2011 年,风电继续成为可再生能源发电技术的首选。据全球风能理事会(GWEC)2012 年 2 月发布的全球风电市场装机数据显示,2011 年全球风电产业新增风电装机容量达 41.2 吉瓦(年增长 6%),全球累计风电装机达到 238.4 吉瓦(年增长 21%)。尽管面临诸多挑战,2011 年中国巩固了其全球风电领袖的地位,风电装机容量新增 18 吉瓦(约占全球新增量的 2/5),累计装机容量达到 62.7 吉瓦(约占全球总量的 1/4)。中国已经是世界

上风电设备制造大国和风电装机容量最多的国家，成为名副其实的风电大国。

（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。

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》的相关规定，对于 2006 年 1 月 1 日后批准的风电项目等可再生能源项目，同一省份可再生能源发电上网电价与脱硫火电基准上网电价之间的差价，以及可再生能源发电上网的并网费用由全部终端用户分摊。省级或国家电网公司按购买可再生电力及并网的额外成本征收电价附加费。根据国家发改委发出有关调整中国各地区上网电价的多份通知，自 2009 年 11 月 20 日起，上网电价附加费增至每千瓦时人民币 0.0040 元，电网公司可获额外资金向风电场支付购电的款项。

（3）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，目前全国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。

四、公司基础素质分析

1. 产权关系

截至 2012 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 68.66%，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）。此外，公司为香港联交所上市公司（00579.HK）。

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 2012 年 9 月底，公司控股装机容量达 2658.15 兆瓦。其中，燃气热电方面，根据北京电力行业协会统计，按 2008 年、2009 年及 2010 年的控股装机容量计算，分别占北京总燃气发电装机容量约 65%、61%及 61%。截至 2012 年 9 月底，公司在北京营运两家燃气联产电厂及一家燃气供热厂，控股装机容量为 1190.00 兆瓦（其中，太阳宫热电厂装机容量为 780 兆瓦，京丰热电厂装机容量为 410 兆瓦）。随着北京地区四大

热电中心的全面建设，预计到 2015 年，公司控股装机容量和供热能力将大幅增长，从而进一步巩固公司燃气热电业务在北京的垄断地位。

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 2010 年，按控股装机容量计算，公司风电装机容量占中国风电总装机容量约 2.4%，是中国第八大风电运营商。截至 2012 年 9 月底，公司有 24 个风电场正式营运，控股装机容量为 1402.25 兆瓦，另有 8 个在建风电场。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，截至 2012 年 9 月底，公司在蒙西地区控股装机容量为 974.75 兆瓦。

公司亦拥有较大规模的储备风电项目（即尚未动工的风电项目），截至 2011 年底控股装机容量为 4791.00 兆瓦，包括 2 个一级储备项目（约 99.00 兆瓦），13 个二级储备项目（约 1395.00 兆瓦），14 个三级储备项目（约 3297.00 兆瓦）。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、河北省及辽宁省。

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务，其中

截至 2012 年 9 月底，水电装机容量 6.40 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 55 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 49 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 2011 年底，公司共有在职员工 1549 人，其中生产人员占 65.01%，管理人员占 34.99%；从文化程度看，公司大专及以上学历占 52.74%，本科学历占 41.06%，硕士及以上学历占 6.20%。

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，本科以上学历占 47.26%，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。2009~2011 年，收到的政府补助分别为 4.59 亿元、4.35 亿元、6.38 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2011年底，京能集团控股装机容量为1231万千瓦，权益装机容量1665万千瓦，资产总额为1024.10亿元，所有者权益319.22亿元，其中少数股东权益78.86亿元；2011年京能集团实现营业收入200.49亿元，利润总额23.67亿元。

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。

(3) 区域环境

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，目前北京电力消耗有70%以上依靠外部调入。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。预计在未来几年，制造行业的迁出可能会在一定程度上影响北京的电力需求，但作为中国政治经济中心和环渤海经济圈的核心区域，随着城市规模的扩大以及第三产业的高速发展，北京地区的电力需求仍有望保持较快发展。未来北京地区能源发展将与北京“国家首都、国际城市、文化名城、宜居城市”的定位相适应，着力发展优质、清洁能源和再生能源，逐步淘汰高能耗高污染产能，减轻城市环保压力。根据相关规划，在“十一五”和“十二五”期间，北京市将关停总计60万千瓦的小型火电机组，以优质清洁能源取而代之以，这为地区内的清洁能源企业提供较好的发展空间。

近年来，随着人口的增加以及生活、办公水平的提高，北京市的用电量持续增长。2001年，北京地区电力消费量为399.94亿千瓦时，2011年增至821.70亿千瓦时，年均增长超过7%，电力需求的持续攀升对本地发电企业业务发展提供了良好的需求保障。

五、公司管理

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。

六、生产经营

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。2009~2011年,随着公司发电规模的增长以及上网电价的提升,公司主营业务收入快速增长,2009~2011年分别为24.11亿元、36.65亿元、38.30

亿元,年增长率为32.25%。从收入构成上看,2011年公司的主营业务收入主要来自于售电收入(占90.68%),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9.14%),公司主营业务收入中的其他项占比较小。2012年1-9月,公司实现营业收入24.87亿元,受公司部分机组检修及技改影响较上年同期减少11.08%。

表1 2009年~2012年1-9月公司营业收入及毛利率情况(单位:亿元,%)

项目		2009 年			2010 年			2011 年			2012 年 1-9 月		
		收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率
主 营 业 务	售电	19.86	19.21	3.26	32.86	27.03	17.75	34.73	28.28	18.57	21.81	17.36	20.40
	热力	3.42	3.61	-5.58	3.76	4.14	-10.11	3.50	3.73	-6.45	2.16	2.37	-9.72
	服 务 收入	--	--	--	--	--	--	0.05	0.00	100.00			
	节 能 项目	0.84	0.65	22.44	0.02	0.02	-1.58	--	--	--			
	京 西 重 工 工程	--	--	--	--	--	--	0.01	0.01	15.75			
	主 营 业 务 合计	24.11	23.47	2.68	36.65	31.20	14.87	38.30	32.03	16.39	23.97	19.73	17.69
其 他 业 务	其 他 业 务 合计												
		1.26	0.12	90.48	2.31	0.68	70.56	3.71	0.16	95.96	0.9	0.11	87.78
合 计		25.37	23.59	7.02	38.96	31.88	18.17	42.01	32.18	23.40	24.87	19.84	20.23

资料来源:公司年报

从毛利水平看,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,2011年为18.57%,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。从业务利润率水平看,公司主营业务毛利率呈波动上升趋势,2011年公司主营业务毛利率为16.39%,处于行业正常水平。2012年1-9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稳中有升,较2011年提高1.30个百分点。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,2009~2011年公司CDM减排收入分别为1.20亿元、1.56亿元和2.80亿元,公司CDM减排收入业务规模增长的原因主要系燃气发电及

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。

供热业务、风电业务售电量增加导致核证减排量及自愿减排量收入增加。截至 2012 年 9 月底，公司获得国家发改委核准的 CDM 项目 25 个，累计装机容量 1422 兆瓦，其中 2012 年 1-9 月新增获清洁发展机制执行理事会成功注册 5 个 CDM 风电项目，新增注册项目装机容量为 228 兆瓦。成功注册的 CDM 项目不断增加，使公司可销售的核证减排量增加，促进了 CDM 减排收入的增长。

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 2012 年 9 月底，公司燃气发电累计装机容量为 1190 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，京桥热电目前仅生产热能（京桥项目的一期于 2011 年 4 月转入二期的升级改造，目前项目整体处于在建状态）。

燃气采购

表 2 2009~2012 年 1-9 月公司天然气采购量及采购均价

项目	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年 1-9 月
采购量 (万立方米)	88261.02	112943.25	107645.12	55924.2
采购均价 (元/立方米)	1.81	1.87	2.12	2.12

资料来源：公司提供

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”）。

从采购量上看，公司燃气采购量呈波动上升趋势，主要是受发电量上升影响，燃气需求增长所致。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，到期后自动续期。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，于 2013 年 12 月 31 日期满。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，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。

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 2011 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)	正式运营时间
太阳宫	780	4377	3413795	2008 年 5 月
京丰一期	410	4006	1642554	2006 年 5 月
合 计	1190	8383	5056349	--

资料来源：公司提供

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。2011 年，公司燃气发电业务装机容量为 1190 兆瓦，2011 年实际售电量为 5067700 兆瓦时，其中主要发电厂中太阳宫售电量为 3413795 兆瓦时，售电小时数为 4377 小时，批准上网电价为 0.528 元/kwh，平均电价为 0.535 元/kwh；京丰燃气（一期）售电量为 1642554 兆瓦时，售电小时数为 4006 小时，批准上网电价为 0.528 元/kwh，平均电价为 0.535 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。2011 年 5 月 27 日，国家发改委公布进一步调高国内多个省市的电价。因此，公司燃气热电厂的上网电价自 2011 年 4 月 10 日开始由每兆瓦时人民币 528 元增至每兆瓦时人民币 538 元。

京桥热电一期只生产热能，二期主体工程已基本完成，拟于 2012 年 11 月开始发电。

表 4 2011 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	燃气供电	251450.85	59.84%
内蒙古电力（集团）有限责任公司	风电	79520.55	18.92%
北京市热力集团有限公司	燃气供热	28421.00	6.76%
内蒙古东部电力有限公司	风电	7763.95	1.85%
国家电网宁夏电力公司	风电	4317.17	1.03%
合 计		371473.52	88.41%

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

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。

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，预期将于 2012 年底至 2013 年初的热能供应期间开始前订立新供热协议。新供热协议将一并考虑一期及二期的供热产能。

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。

（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 9 月底，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，目前公司风电业务收入 84% 位于内蒙古地区。

截至 2012 年 9 月底，公司有 24 个风电场正式运营，控股装机容量 1402.25 兆瓦。

表 5 公司风电板块装机情况表

项目名称	所在地	装机容量 (MW)	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
兴安盟科右中旗一期	蒙东	49.50	2011 年 10 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
辉腾锡勒二期	蒙西	30.00	2011 年 8 月
宁夏太阳山二期	宁夏	49.50	2011 年 12 月
赤峰旗杆一期	蒙东	49.50	2011 年 10 月
合计	--	1402.25	--

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，根据合约公司可获得运营损失赔偿。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。

根据中国风电公司统计，按 2011 年的累计装机容量计算，华锐及金风分别是中国最大及第二大风电机组供货商。2010 年 4 月以前，公司各风电场与风电机组供货商单独订立供应协议，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 2011 年底，公司位于内蒙古西部的风电场的平均利用小时数远高于同一区域的行业平均水平。2011 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，提高风电场的利用小时数。

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 2011年公司主要风电厂上网电价及售电情况

项目	装机容量 (MW)	批准上网电价 (元 /MWh)	售电小时数 (小时)	售电量 (MWh)
辉腾锡勒一期	100.50	447	2016	202612
辉腾锡勒二期	30.00	520	858	25734
赛汗一期	49.50	520	2132	105543
赛汗二期	49.50	520	2070	102475
哲里根图一期	48.75	520	1823	88852
哲里根图二期	49.50	520	1940	96010
霍林河一期	49.50	540	2262	111988
霍林河二期	30.00	540	325	9751
吉相华亚一期	49.50	589	1627	80545
吉相华亚二期	49.50	520	1389	68748
商都一期	49.50	520	2327	115203
商都二期	49.50	520	844	41774
察右中一期	49.50	520	2479	122729
察右中二期	50.00	520	2340	117006
赤峰旗杆一期	49.50	550	--	--
巴林右一期	49.50	550	922	45621
宁夏太阳山一期	49.50	580	1759	87088
科右中一期	49.50	540	--	--

乌兰伊力更	300.00	488	2274	682272
昌图天桥山	49.50	620	1447	71615
鹿鸣山官厅一期	49.50	750	1931	95606
鹿鸣山官厅二期	49.50	750	2011	99540
鹿鸣山官厅二期加密	36.00	750	2076	74745
延庆低风速	15.00	750	1961	29415
合计	1402.25	--	38813	2474872

资料来源：公司提供

从实际售电量上看，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。2011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 3.13 次、69.92 次和 0.19 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。

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，北京拟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。截至 2012 年 9 月底，草桥热电二期项目主体工程基本完成。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。

表 7 2012 年公司燃气发电拟建项目情况

项目名称	项目类型	预计投产时间	装机容量(MW)	项目造价(亿元)	电价(元/MWh)
草桥热电二期	燃气供热与发电	2012 年 11 月	838.2	34.00	538
昌平未来城	燃气供热与发电	2012 年 11 月	200.0	19.30	尚未批复
高安屯燃气发电	燃气供热与发电	2013 年 11 月	845.0	38.18	尚未批复
京西燃气发电	燃气供热与发电	2013 年底	1307.0	52.92	尚未批复
海淀北燃气发电	燃气供热与发电	2013 年底	400	31.45	

资料来源：公司提供

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。

表 8 2012 年公司风电拟建项目情况

项目名称	类型	地区	预计投产时间	开工时间	装机容量(MW)
内蒙古镶黄旗文贡乌拉一期	风电	蒙西	2012 年 10 月	2011 年 06 月	49.5
宁夏灵武一期	风电	宁夏	2012 年 11 月	2011 年 06 月	49.5
宁夏灵武二期	风电	宁夏	2012 年 12 月	2011 年 06 月	49.5
赛汗三期	风电	蒙西	2013 年 10 月	2012 年 05 月	49.5
宁夏灵武三期	风电	宁夏	2013 年 3 月	2012 年 04 月	49.5
京能乌兰一期	风电	内蒙古	2013 年 10 月	2012 年 11 月	49.5
左云凉城一期	风电	山西	2012 年 9 月	2012 年 12 月	49.5
鹿鸣山官厅三期	风电	北京	2013 年 12 月	2012 年 11 月	49.5

资料来源：公司提供

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。

2012年1-9月，公司继续加大项目开发力度，在原有储备项目基础上新增昌平科技商务区能源项目、通州台湖能源项目等储备项目；新取得相关升级发改委核准的项目2个，容量合计1347兆瓦。

总体看，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。

七、财务分析

1. 财务质量及财务概况

公司提供的2009年度国内会计准则报表由天健正信会计师事务所审计，2010、2011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2012年三季度财务报表未经审计。

截至2011年底，公司合并资产总额244.70亿元，所有者权益（含少数股东权益）91.66亿元。2011年公司实现营业收入42.02亿元，利润总额10.73亿元。

截至2012年9月底，公司合并资产总额259.67亿元，所有者权益（含少数股东权益2.24亿元）95.80亿元。2012年1-9月，公司实现营业收入24.87亿元，利润总额4.82亿元。

2. 资产质量

2009年~2011年公司资产规模增长较快，三年复合增长率为14.57%。截至2011年底，公司资产总额为244.70亿元，同比增长22.09%。截至2011年底，公司资产总额中非流动资产合计占比79.36%，流动资产占比20.64%。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。

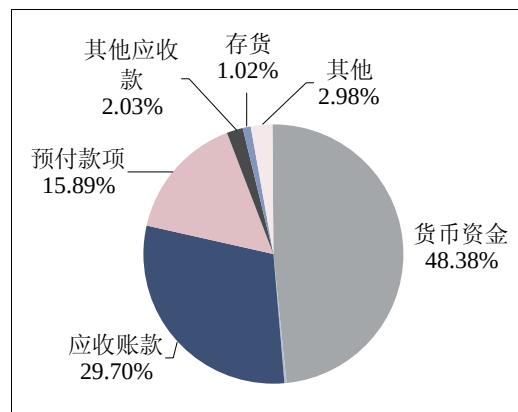
截至2012年9月底，公司在建工程等科目增长带动下，公司资产总额进一步增至259.67亿元，较2011年底增长6.12%，其中流动资产占19.29%，非流动资产占80.71%，资产结构变化不大。

流动资产

截至2011年底，公司流动资产合计50.51亿元，近三年年均增长55.02%，同比增长106.32%，以货币资金、应收账款和预付款项为主。

截至2011年底，公司货币资金为24.43亿元，占流动资产比例为48.38%，同比增长281.44%，主要是公司2011年12月在香港上市，募集资金到账使得货币资金大幅增加，货币资金主要由银行存款（占99.81%）和少量现金组成。从币种分布看，港币占60.62%，人民币占39.37%。

图3 2011年底公司流动资产构成



资料来源：公司审计报告

截至2011年底，公司应收账款为15.00亿元，占流动资产比例为29.70%，同比增长26.43%，近三年年均增长34.16%，随着公司规模扩大，应收账款随之增长。其中应收账款账面余额为15.00亿元，计提的坏账准备为0.03%。坏账准备无单项计提，全部按照组合账龄分析法计提，其中96.36%在1年以内，坏账风险较小。应收账款前五名均为非关联方，合计金额占应收账款总额的74.38%。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。

截至 2011 年底，公司预付款项为 8.03 亿元，占流动资产比例为 15.89%，同比增长 152.00%，近三年年均增长 147.16%。由于公司近 2 年投资建设项目较多，预付款快速增长。金额前五大预付款单位均为电力设备供应商。

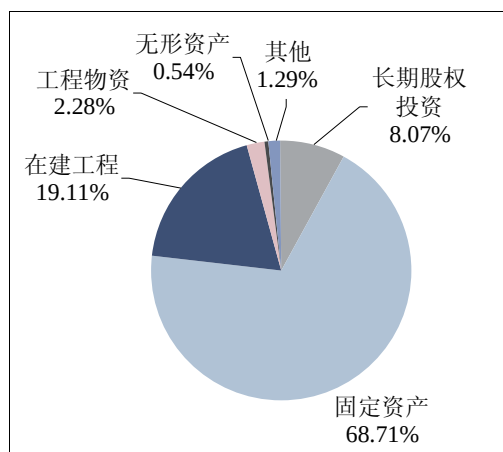
截至 2011 年底，公司存货为 0.51 亿元，占流动资产比例为 1.02%，同比增长 26.68%，近三年年均增长 21.18%。存货由原材料、周转材料（包装物、低值易耗品等）组成。公司属清洁能源发电产业，存货中消耗的原材料主要为燃气且无存货存量，因此存货在流动资产中比重较小，最近三年公司未计提存货跌价准备。

截至 2012 年 9 月底，公司流动资产合计 50.10 亿元，基本与 2011 年底持平，其中现金类资产 17.15 亿元，占比较高，资产构成与 2011 年底变化不大。

非流动资产

截至 2011 年底，公司非流动资产合计为 194.20 亿元，同比增长 10.37%，近三年年均增长率为 8.35%，非流动资产以固定资产为主。

图4 2011年底公司非流动资产构成



资料来源：公司审计报告

截至 2011 年底，公司固定资产净额为 133.44 亿元，占非流动资产比例为 68.71%，同比增长 2.74%，近三年年均增长 8.55%。2011 年底公司固定资产原值 157.32 亿元，其中机器设备占 88.77%、房屋及建筑物占 10.32%，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。截至 2011 年底，公司固定资产累计计提折旧 23.88 亿元，固定资产成新率为 84.82%，成新率较高。

截至 2011 年底，公司长期股权投资为 15.66 亿元，占非流动资产比例为 8.07%，同比增长 10.19%，近三年年均增长 3.18%，其中按权益法核算占 93.74%，包括京能国际能源股份有限公司（以下简称“京能国际”，占 77.68%）等 6 家企业；按成本法核算占比为 6.26%。截至 2011 年底，公司在建工程为 37.11 亿元，占非流动资产比例为 19.11%，同比增长 39.77%，近三年年均增长 3.23%，近年来公司投资建设的风电、水电项目规模较大，使得在建工程一直维持在较大规模。

截至 2011 年底，公司无形资产为 1.06 亿元，占非流动资产比例为 0.54%，同比增长 23.76%，近三年年均增长 33.42%，其中主要为土地使用权。

截至 2012 年 9 月底，公司非流动资产合计 209.57 亿元，较 2011 年底增长 7.92%，主要体现在公司投资在建项目增多导致在建工程科目的增长，其占比由 2011 年底的 19.11% 增至 24.26%；同期，公司固定资产由于出售其下属全资子公司京能昌图新能源有限公司 100% 股权（该公司运营昌图太阳山一二期项目）占比降至 64.57%，但固定资产总额小幅提升至 135.33 亿元。

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，公司资产流动性好，资产质量较高。

3. 负债及所有者权益

所有者权益

2009 年~2011 年公司所有者权益以年均 28.62% 的速度增长，截至 2011 年底，公司所有者权益合计 91.66 亿元，其中归属于母公司

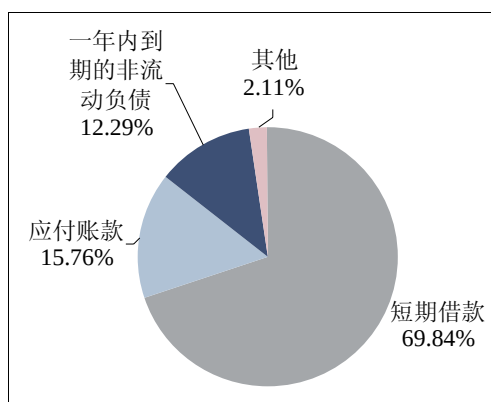
所有者权益 87.89 亿元，占所有者权益合计的 95.88%。归属于母公司所有者权益中，实收资本占 65.81%，资本公积占 16.62%，盈余公积占 0.64%，未分配利润占 12.81%，公司所有者权益的稳定性较好。

截至 2012 年 9 月底，公司所有者权益合计 95.80 亿元，较 2011 年底增长 4.52%，主要受益于未分配利润的累积增长，其中公司实收资本增至 61.50 亿元，较 2011 年底增长 1.95%，所有者权益结构较 2011 年底变化不大。

负债

公司负债近三年年均增长 8.08%，2011 年底的资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率分别为 62.54%、60.89%和 46.96%。截至 2011 年底，公司负债合计 153.04 亿元，流动负债占比达 46.68%，非流动负债占比 53.32%，负债构成与资产结构匹配程度不高。

图 5 2011 年底公司流动负债构成



资料来源：公司审计报告

截至 2011 年底，公司流动负债合计为 71.44 亿元，占负债比例为 46.68%，同比增长 82.86%，近三年年均增长 24.82%，流动负债主要由短期借款、应付账款和一年内到期的非流动负债构成。

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 2011 年底，公司短期借款为 52.09 亿元，占流动负债比例为 72.91%，同比增长

155.36%，近三年年均增长 33.80%。公司短期借款以信用借款为主。

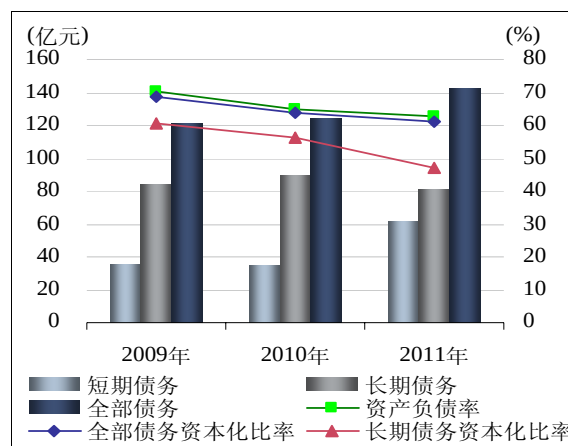
截至 2011 年底，公司应付账款为 11.76 亿元，占流动负债比例为 16.46%，同比增长 33.70%，近三年年均下降 10.67%，其中账龄在 1 年以内占比 81.21%，超过 1 年的部分为尚未结算的设备款及工程款。

截至 2011 年底，公司一年内到期的非流动负债为 9.16 亿元，占流动负债比例为 12.83%，同比增长 27.54%，均为公司长期借款即将到期，公司短期内存在一定偿债压力。

截至 2011 年底，公司非流动负债合计为 81.60 亿元，占负债比例为 53.32%，同比下降 9.95%，非流动负债主要由长期借款组成。截至 2011 年底，公司长期借款为 81.16 亿元，占非流动负债比例为 99.47%。近年来受在建项目投资规模增长影响，公司的长期借款一直维持在较大规模。

截至 2012 年 9 月底，公司负债合计 163.87 亿元，较 2011 年底增长 7.08%，其中受短期借款大幅缩减影响，公司流动负债较 2011 年底减少 47.20%；非流动负债在应付债券增长推动下较 2011 年底增长 54.60%，公司应付债券为其于 2012 年发行的 36 亿元公司债及其下属子公司北京京能新能源有限公司发行的 10 亿元中期票据；公司非流动负债占比有所扩大，债务结构较上年得以优化。

图 6 公司近年债务结构情况



资料来源：公司审计报告

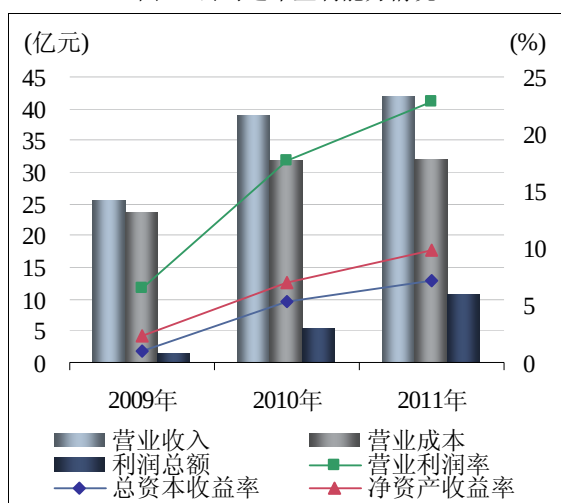
总体看，公司负债水平正常，但刚性债务规模较大，随着在建项目对外部资金需求的增加，公司的整体债务规模有所加重。

4. 盈利能力

2009 年~2011 年公司营业收入、营业成本、净利润较快增长，年均增长率分别达到 28.70%、16.79%、160.12%。2011 年公司实现营业收入 42.02 亿元、利润总额 10.73 亿元、净利润 9.01 亿元，同比分别增长 7.85%、96.15%、81.90%，利润增长速度远超营业收入的增长速度。

利润构成方面，公司的利润主要包括发电供热业务扣除成本费用后的直接盈利和政府清洁能源发电的补贴两部分组成，2011 年公司形成营业利润 3.94 亿元，营业外收入 6.79 亿元。公司的营业外收入主要为天然气及电价补贴、风电电价补贴，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，随着公司售电规模的不断增长，营业外收入的规模也将保持增长。总体看，公司内生增长的同时受到政府扶持，盈利能力有保障。

图7 公司近年盈利能力情况



资料来源：公司审计报告

费用控制方面，2009 年~2011 年，在营业收入年均增长 28.70%的情况下，公司费用收入比分别为 17.65%、16.62%和 17.21%，保持平稳状态。2010 与 2011 年公司没有计提销售费用，近三年管理费用呈下降趋势，而财务费用逐年上升，2011 年同比增长 16.02%，系借款增加带来的利息支出增加所致。总体看，公司费用控制得当，营运效率较高。

从盈利指标看，受营业利润增长及政府补助提高的影响，公司近三年的总资本收益率、总资产报酬率和净资产收益率逐年小幅上升，2011 年分别为 6.90%、7.44%和 11.10%。

2012 年 1-9 月，受机组检修导致售电量减少等因素影响，公司实现营业收入 24.87 亿元，占 2011 年全年收入的 59.18%；实现利润总额 4.82 亿元，其中投资收益 2.86 亿元，占比较高。公司投资收益主要来源于其下属参股子公司京能国际（公司持股 20%），受益于 2012 年前三季度京能国际部分新建火电项目投产运营，公司投资收益同比大幅增长。

总体看，公司近两年来盈利规模快速增长，随着未来产能释放和政府补助增长，盈利有望继续保持较快增长。

5. 偿债能力

截至 2011 年底，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 62.54%、60.89%和 46.96%。公司负债规模处于正常水平，但有息债务占比较大（占 93.27%），债务负担有所加重。

从短期偿债能力指标看，截至 2011 年底，公司流动比率和速动比率分别为 70.70%和 69.98%，均处于较低水平，2012 年 9 月底，受益于公司流动负债大幅下降，上述指标分别上升为 132.81%和 131.29%。2009 年~2011 年，公司经营现金流净额分别为 4.38 亿元、15.94 亿元和 19.07 亿元，2011 年公司经营现金流动负债比为 26.69%。总体看，公司短期偿债能力一般。

从长期偿债能力指标看，2009 年～2011 年，公司 EBITDA 规模快速增长，年均增长 60.49%，分别为 9.39 亿元、18.11 亿元和 24.19 亿元。2011 年公司 EBITDA 利息倍数和全部债务/EBITDA 分别为 3.18 倍和 5.90 倍，EBITDA 对利息覆盖能力正常，对全部债务保障能力尚可。受益于公司 2011 年底首发上市成功，公司资本实力明显增强，融资渠道进一步拓宽，未来随着装机容量的不断扩大，公司的盈利将进一步向好，长期偿债能力较强。

公司与国内主要商业银行建立了良好的合作关系。截至 2012 年 9 月底，公司已获得的银行授信额度 364.76 亿元，尚未使用的授信额度为人民币 260.78 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 2012 年 9 月底，公司合并口径对外担保额 5.99 亿元，担保比率为 6.60%。被担保方为公司参股企业北京华源热力管网有限公司（以下简称“华源热力”，公司持股 15%，其他股东分别为北京热力集团及京能集团）。目前，华源热力生产经营情况正常，公司未来代偿风险不高。

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-201210407242），截至 2012 年 10 月 9 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

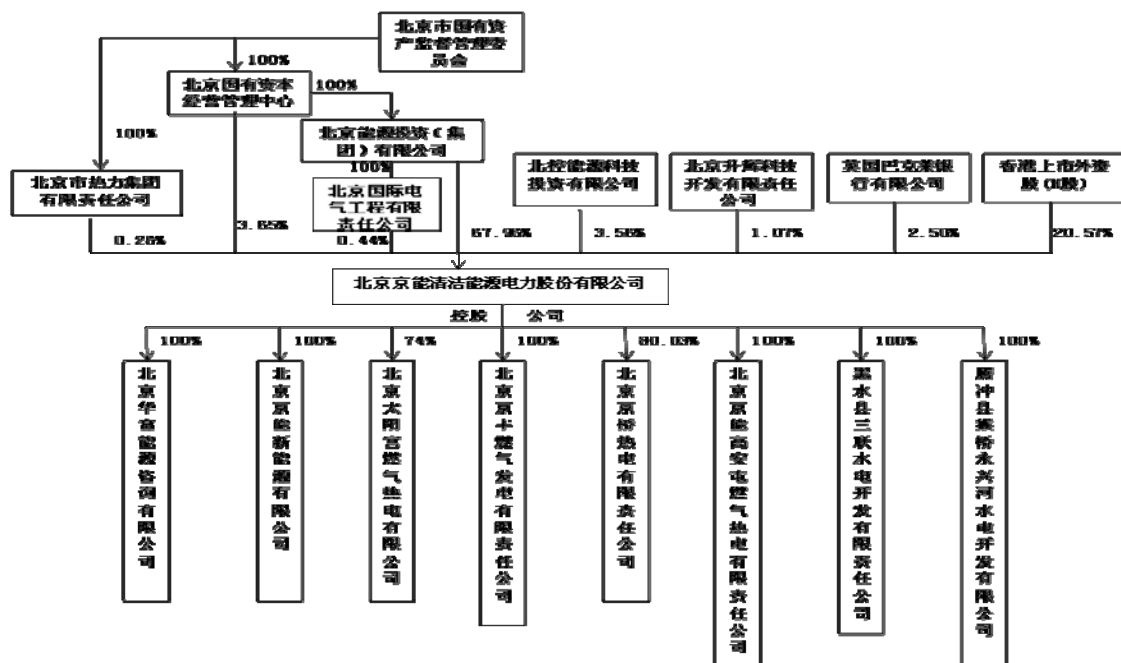
总体看，公司目前负债水平正常，但有息债务占比较高，考虑到公司所处区域、股东支持及未来清洁能源受国家及地方政府支持政策有望持续，且公司主营业务盈利能力较强，经营活动现金流入规模较大，对债务偿还所形成的良好保障，联合资信认为，公司整体抗风险能力较强。

八、结论

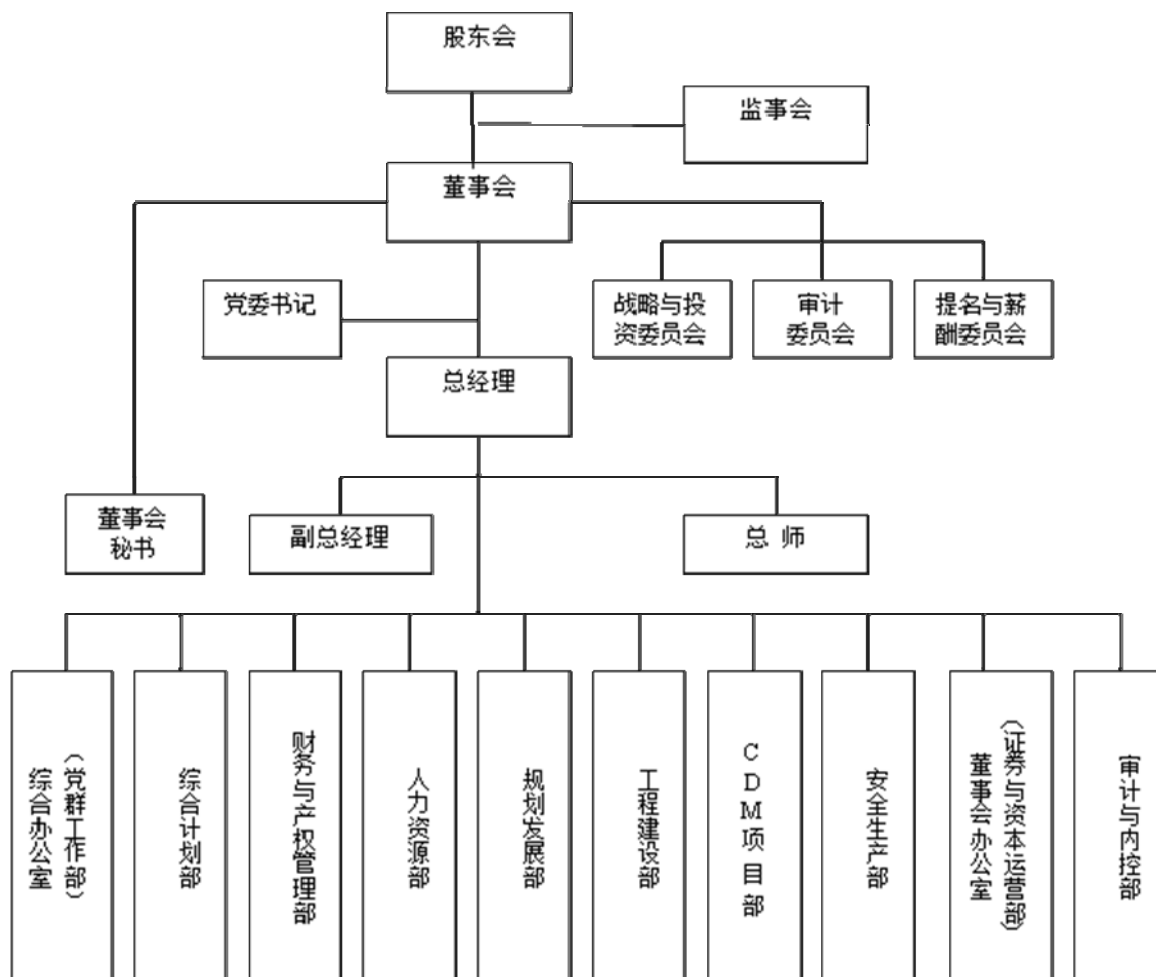
公司作为北京最大的燃气电力供应商及中国领先的风电运营商，隶属于大型国有企业，在行业地位、生产规模、产业布局、品牌知名度等方面具有显著优势。公司将在未来北京四大热力中心的建设运营中，进一步巩固垄断地位。公司在内蒙古等风能富足地区完成了风电业务的布局与项目储备，同时涉足中小型水电及其他清洁能源电力领域。公司盈利能力受天然气价格波动和电价补贴的影响较大，经营活动现金流状况较好；近年负债水平稳步降低，目前债务负担合理，整体偿债能力较强。

综合判断，公司主体信用风险很低。

附件 1-1 公司股权结构图



附件 1-2 公司组织架构图



附件 2-1 合并资产负债表（资产）

（单位：人民币万元）

项目	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)	2012 年 9 月
流动资产：					
货币资金	77096.95	64058.98	244344.02	78.03	171473.93
交易性金融资产	0.00	0.00	0.00		0.00
应收票据	874.51	647.21	1592.68	34.95	0.00
应收账款	83339.58	118635.80	149992.45	34.16	154165.08
预付款项	13139.67	31852.91	80268.23	147.16	109172.00
应收利息	0.00	57.57	325.26		306.64
应收股利	1241.33	0.00	0.00	-100.00	0.00
其他应收款	30992.93	11241.53	10271.17	-42.43	34701.59
存货	3503.19	4060.91	5144.47	21.18	5743.36
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	0.00	14246.22	13141.59		25460.14
流动资产合计	210188.15	244801.13	505079.87	55.02	501022.74
非流动资产：					
可供出售金融资产	0.00	0.00	0.00		0.00
持有至到期投资	0.00	0.00	0.00		700.00
长期应收款	0.00	0.00	0.00		0.00
长期股权投资	147127.93	142131.06	156620.69	3.18	166382.20
投资性房地产	0.00	0.00	0.00		0.00
固定资产	1132386.52	1298825.52	1334375.11	8.55	1353254.20
在建工程	348222.45	265502.26	371098.06	3.23	508445.46
工程物资	4959.86	22547.47	44372.63	199.10	30034.34
固定资产清理	0.00	53.55	0.00		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	5933.07	8533.74	10561.27	33.42	10428.34
开发支出	0.00	0.00	308.20		2047.07
商誉	13000.40	13000.40	13000.40	0.00	13000.40
合并价差	0.00	0.00	0.00		0.00
长期待摊费用	0.00	77.11	107.07		2058.61
递延所得税资产	2463.82	8271.90	10690.12	108.30	7345.36
其他非流动资产	0.00	615.80	830.63		2014.75
非流动资产合计	1654094.05	1759558.83	1941964.17	8.35	2095710.73
资产总计	1864282.21	2004359.96	2447044.04	14.57	2596733.47

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	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)	2012 年 9 月
流动负债：					
短期借款	291000.00	204000.00	520924.38	33.80	162340.00
交易性金融负债	0.00	0.00	0.00		0.00
应付票据	0.00	69441.10	3159.42		36169.72
应付账款	147353.24	87938.30	117576.02	-10.67	130832.48
预收款项	1297.34	982.96	40.00	-82.44	35.12
应付职工薪酬	1827.03	3829.48	4232.52	52.20	4245.00
应交税费	-68893.17	-73154.45	-69584.62		-90476.31
应付利息	1537.34	1946.52	2619.30	30.53	7910.27
应付股利	0.00	6140.12	0.00		8210.13
其他应付款	13056.70	8384.16	27560.68	45.29	8906.66
预计负债	0.00	0.00	0.00		0.00
一年内到期的非流动负债	68912.22	71852.22	91639.84	15.32	98578.42
其他流动负债	2455.54	9333.11	16272.55	157.43	10489.89
流动负债合计	458546.24	390693.51	714440.10	24.82	377241.38
非流动负债：					
长期借款	846105.56	900917.00	811643.49	-2.06	791932.25
应付债券	0.00	0.00	0.00		460000.00
长期应付款	0.00	0.00	0.00		0.00
专项应付款	0.00	0.00	0.00		0.00
预计负债	0.00	0.00	0.00		0.00
递延收益	0.00	0.00	0.00		0.00
递延所得税负债	452.69	418.61	384.54	-7.83	384.54
其他非流动负债	5070.77	4795.28	3947.37	-11.77	9149.83
非流动负债合计	851629.02	906130.90	815975.40	-2.12	1261466.61
负债合计	1310175.26	1296824.41	1530415.50	8.08	1638708.00
所有者权益：					
实收资本(或股本)	100644.12	500000.00	603220.00	144.82	614990.55
资本公积	401620.36	134304.47	152368.38	-38.41	164712.52
减：库存股	0.00	0.00	0.00		0.00
盈余公积	1282.39	833.04	5887.72	114.27	5887.72
未分配利润	21773.08	41470.31	117377.41	132.18	150054.47
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	525319.95	676607.83	878853.51	29.34	935645.26
少数股东权益	28787.00	30927.72	37775.03	14.55	22380.22
所有者权益合计	554106.95	707535.55	916628.54	28.62	958025.47
负债和所有者权益总计	1864282.21	2004359.96	2447044.04	14.57	2596733.47

附件 3 合并利润表

(单位: 人民币万元)

项目	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)	2012 年 1~9 月
一、营业收入	253701.91	389609.59	420193.81	28.70	248680.70
减: 营业成本	235924.45	318754.06	321820.90	16.79	198327.23
营业税金及附加	1267.17	1707.79	2602.20	43.30	2120.53
销售费用	383.51	0.00	0.00	-100.00	0.00
管理费用	15067.18	14025.33	13427.77	-5.60	8315.60
财务费用	29324.41	50741.99	58871.87	41.69	49669.16
资产减值损失	1375.35	16.40	24.62	-86.62	0.00
加: 公允价值变动收益	6.99	0.00	0.00	-100.00	0.00
投资收益	-399.38	6287.73	16035.36		28622.80
其中: 对合营企业投资收益	-1252.52	5527.16	14708.35		0.00
汇兑收益	0.00	0.00	0.00		0.00
二、营业利润	-30032.56	10651.75	39481.81		18870.98
加: 营业外收入	46247.23	44140.34	67956.07	21.22	29470.81
减: 营业外支出	312.04	70.24	98.57	-43.80	104.09
其中: 非流动资产处置损失	307.49	64.94	66.99	-53.32	0.00
三、利润总额	15902.62	54721.85	107339.31	159.80	48237.69
减: 所得税费用	2585.41	5185.02	17231.02	158.16	7639.84
四、净利润	13317.21	49536.83	90108.29	160.12	40597.85
其中: 归属于母公司的净利润	12739.24	46229.15	80961.77	152.10	37941.10
少数股东损益	577.97	3307.68	9146.52	297.81	2656.75

附件 4-1 合并现金流量表
 (单位: 人民币万元)

项目	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)	2012 年 1~9 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	231757.80	412234.25	425189.48	35.45	282269.69
收到的税费返还	1033.72	1422.50	451.14	-33.94	1996.89
收到其他与经营活动有关的现金	55723.56	64847.85	98871.47	33.20	31148.52
经营活动现金流入小计	288515.08	478504.60	524512.09	34.83	315415.10
购买商品、接受劳务支付的现金	190084.39	258208.94	266639.72	18.44	130455.37
支付给职工以及为职工支付的现金	8918.25	16234.04	20101.42	50.13	13749.88
支付的各项税费	20124.15	27040.79	36738.15	35.11	33880.10
支付其他与经营活动有关的现金	25488.37	17669.87	10336.19	-36.32	4534.79
经营活动现金流出小计	244615.15	319153.64	333815.48	16.82	182620.15
经营活动产生的现金流量净额	43899.93	159350.96	190696.61	108.42	132794.95
二、投资活动产生的现金流量:					
收回投资收到的现金	4977.14	0.00	37062.50	172.88	12000.00
取得投资收益收到的现金	901.37	32733.41	134.32	-61.40	1017.18
处置固定资产和其他长期资产收回的现金净额	20.43	89.26	69.37	84.29	30.60
处置子公司及其他单位收到的现金净额	0.00	0.00	3328.09		-710.74
收到其他与投资活动有关的现金	9654.88	5353.11	10400.65	3.79	21955.62
投资活动现金流入小计	15553.81	38175.78	50994.93	81.07	34292.66
购建固定资产、无形资产等支付的现金	578388.80	214598.05	324798.37	-25.06	251034.61
投资支付的现金	9337.28	5109.20	10032.00	3.65	17892.18
取得子公司等支付的现金净额	0.00	820.00	0.00		0.00
支付其他与投资活动有关的现金	21172.61	15139.81	46263.95	47.82	25267.14
投资活动现金流出小计	608898.69	235667.07	381094.31	-20.89	294193.93
投资活动产生的现金流量净额	-593344.88	-197491.29	-330099.38		-259901.26
三、筹资活动产生的现金流量:					
吸收投资收到的现金	92354.00	133001.53	150482.89	27.65	16990.98
取得借款收到的现金	0.00	0.00	0.00		1075111.04
发行债券收到的现金	1142747.00	552300.00	995836.88	-6.65	0.00
收到其他与筹资活动有关的现金	20036.49	24927.17	118182.77	142.87	42949.60
筹资活动现金流入小计	1255137.49	710228.70	1264502.55	0.37	1135051.62
偿还债务支付的现金	614801.32	583948.56	736101.13	9.42	960013.66
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	48611.14	94653.90	87988.64	34.54	72614.26
支付其他与筹资活动有关的现金	24434.78	5783.40	120254.81	121.84	49196.22
筹资活动现金流出小计	687847.24	684385.85	944344.59	17.17	1081824.14
筹资活动产生的现金流量净额	567290.25	25842.85	320157.96	-24.88	53227.48
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	127.68	-740.48	-470.15		1008.74
五、现金及现金等价物净增加额	17972.98	-13037.97	180285.04		-72870.09
加: 期初现金及现金等价物余额	59123.97	77096.95	64058.98	4.09	244344.02
六、期末现金及现金等价物余额	77096.95	64058.98	244344.02	78.03	171473.93

附件 4-2 合并现金流量表补充资料

(单位: 人民币万元)

项目	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)
1、将净利润调为经营活动现金流量:				
净利润	13317.21	49536.83	90108.29	160.12
加: 资产减值准备	1375.35	16.40	24.62	-86.62
固定资产折旧及其他	48784.88	76186.27	76179.40	24.96
无形资产摊销	97.47	169.96	139.07	19.45
长期待摊费用摊销	0.00	0.00	65.55	
处置固定资产、无形资产等损失	295.47	35.03	-14.23	
固定资产报废损失	2.15	50731.28	38.17	321.76
公允价值变动损失	-6.99	0.00	0.00	
财务费用	27554.27	50731.28	58147.56	45.27
投资损失	399.38	-6287.73	-16035.36	
递延所得税资产减少	-1387.74	-5808.08	-2418.22	
递延所得税负债增加	-34.08	-34.08	-34.08	
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	-2311.95	1442.55	-923.12	
经营性应收项目的减少	-54113.19	-4311.60	-58500.44	
经营性应付项目的增加	9927.69	-2379.47	43919.39	
其他	0.00	0.00	0.00	
经营活动产生的现金流量净额	43899.93	210028.63	190696.61	108.42
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	0.00	
3、现金及现金等价物净变动情况:				
现金的期末余额	77096.95	64058.98	244344.02	78.03
减: 现金的期初余额	59123.97	77096.95	64058.98	4.09
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	17972.98	-13037.97	180285.04	216.72

附件 5 主要计算指标

项目	2009 年	2010 年	2011 年	平均值	2012 年 9 月
经营效率					
销售债权周转次数(次)	6.03	3.83	3.10	3.91	2.17
存货周转次数(次)	134.69	84.28	69.92	87.18	48.57
总资产周转次数(次)	0.27	0.20	0.19	0.21	0.13
盈利能力					
营业利润率(%)	6.51	17.75	22.79	18.02	19.40
总资本收益率(%)	2.58	5.27	7.09	5.31	--
净资产收益率(%)	2.40	7.00	9.83	7.50	--
财务构成					
长期债务资本化比率(%)	60.43	56.01	46.96	52.37	56.65
全部债务资本化比率(%)	68.52	63.79	60.89	63.29	61.79
资产负债率(%)	70.28	64.70	62.54	64.74	63.11
偿债能力					
流动比率(%)	45.84	62.66	70.70	63.31	132.81
速动比率(%)	45.07	61.62	69.98	62.49	131.29
经营现金流动负债比(%)	9.57	40.79	26.69	27.50	--
EBITDA 利息倍数(倍)	2.93	3.39	3.18	6.54	--
全部债务/EBITDA(倍)	12.84	6.88	5.90	8.72	--
筹资前现金流量净额债务保护倍数(倍)	-0.46	-0.03	-0.10	-0.15	--
筹资前现金流量净额利息偿还能力(倍)	-165.82	-0.71	-1.83	-34.30	--

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。

